





中国电力百科全书

（第三版）





·火力发电卷·

《中国电力百科全书》编辑委员会
《中国电力百科全书》编　辑　部
编

中国电力出版社





•火力发电卷•

《中国电力百科全书》编辑委员会
《中国电力百科全书》编　辑　部　编

CHINA
ELECTRIC POWER
ENCYCLOPEDIA

中国电力出版社

图书在版编目（CIP）数据

中国电力百科全书．火力发电卷/《中国电力百科全书》编辑委员会，《中国电力百科全书》编辑部编．—3版．—北京：中国电力出版社，2014.6
ISBN 978-7-5123-5091-5

Ⅰ.①中… Ⅱ.①中… ②中… Ⅲ.①电力工业-中国-百科全书 ②火力发电-概况-中国 Ⅳ.①TM-12

中国版本图书馆CIP数据核字（2013）第257216号

中国电力出版社出版、发行（北京市东城区北京站西街19号 100005 http://www.cepp.sgcc.com.cn）
北京盛通印刷股份有限公司印刷　各地新华书店经售
1995年5月第一版　2014年6月第三版　2014年6月北京第五次印刷
889毫米×1194毫米 16开本　55.25印张 2426千字
印数16541—21540册　定价**398.00**元

敬告读者
本书封底贴有防伪标签，刮开涂层可查询真伪
本书如有印装质量问题，我社发行部负责退换
版权专有 翻印必究



编辑委员会

主任委员 陆延昌

副主任委员 舒印彪 陈 峰 王良友 那希志 刘顺达 任书辉 于崇德 田 勇 秦定国 郑健超 宋永华 蔡惟慈 张晓鲁

主编 陆延昌（兼）

副主编 孙嘉平 赵 洁 宗 健

秘书长 李若梅

副秘书长 金文龙

常务领导小组成员 陆延昌 陈 峰 张晓鲁 孙嘉平 赵 洁 宗 健 李若梅 金文龙 赵建军 肖 兰

委员（按姓氏笔画排列）

丁中智 于崇德 王志轩 王良友 王柏乐 王锡凡 王赞基 牛东晓 方耀明 田 勇 任书辉 刘顺达 许洪华 那希志 孙才新 孙志禹 孙嘉平 李天友 李立浧 李若梅 杨奇逊 杨校生 肖 兰 辛德培 沙亦强 宋永华 张文涛 张晓鲁 张善明 张禄庆 陆延昌 陈 峰 陈维江 金文龙 周永兴 周孝信 周建平 郑健超 宗 健 赵建军 赵 洁 赵 毅 胡学浩 俞卓平 俞国勤 俞培根 饶 宏 施鹏飞 秦定国 贾金生 谈克雄 黄其励 崔 翔 舒印彪 蔡惟慈 廖瑞金 薛禹胜

编辑委员会顾问委员会

主 任 委 员　谢绍雄

副主任委员　程忠智

委　　　员　（按姓氏笔画排列）

于　渤　王信茂　叶继善　冉　莹　刘本粹

刘　忱　刘振鹏　汤蕴琳　许传凯　杨洪义

肖辉乾　张克让　张学知　陈昌渔　陈效杰

邵世伟　郑企仁　赵学林　徐士珩　徐纪法

高安泽　高季章　郭　灏　韩祯祥　程忠智

程念高　谢松林　谢绍雄　蓝增珏　翟若愚

魏光耀

编辑委员会办公室

主　　　任　赵建军

副　主　任　肖　兰

编　辑　部

主　　　任　肖　兰

编　　　辑　（按姓氏笔画排列）

于小然　王　岳　王春娟　邓　春　华　峰

刘亚南　刘利军　李文娟　李慧芳　肖　兰

何　郁　张　健　张　涛　陈　丽　易　攀

郑晓萌　赵鸣志　胡顺增　姜丽敏　曹　慧

潘宏娟　穆智勇



编辑委员会

名誉主任委员　史大桢

主任委员　张凤祥

第一副主任委员　毛鹤年

常务副主任委员　沈根才

副主任委员　陆延昌　都兴有　温克昌　梁益华　陈秉埪

秘书长　贺至刚　程忠智

常务领导小组成员　张凤祥　毛鹤年　沈根才　陆延昌　都兴有　温克昌　梁益华　陈秉埪　贺至刚　程忠智

委员（按姓氏笔画排列）

于　渤　王梅义　王瑞梁　毛鹤年　邓致逵
邓耀群　冯俊凯　吕光大　吕应中　伍宏中
刘子玉　刘纫茝　李博之　杨德晔　连培生
肖达川　肖国泉　吴竞昌　沈济源　沈根才
宋春生　张凤祥　张德平　陆延昌　陈允康
陈秉埪　陈维敬　姜绍俊　贺至刚　袁　颖
都兴有　顾嘉栗　徐士珩　徐国璋　徐博文
梁益华　董希文　董育坚　韩承钧　韩祯祥
程忠智　温克昌　谭昌铭　戴熙杰

主　　编　毛鹤年　沈根才
常务编委　（按姓氏笔画排列）
毛鹤年　邓致逵　杨德晔　肖达川　吴竞昌
沈根才　张凤祥　陆延昌　陈秉堃　陈维敬
贺至刚　都兴有　顾嘉栗　徐国璋　徐博文
梁益华　程忠智　温克昌
顾　　问　金常政

编辑委员会办公室

主　　任　程忠智（兼）
副 主 任　姜求志　张玉诸　高体基　朱百祥

编　辑　部

主　　任　张玉诸
副 主 任　高体基　朱百祥
编　　辑　（按姓氏笔画排列）
王岫霓　朱百祥　朱良镭　华　峰　肖　兰
张为龙　张玉诸　张克让　姜丽敏　贺至刚
高体基　郭　亮　程忠智



编辑委员会

名誉主任委员　史大桢　张凤祥

主任委员　陆延昌

常务副主任委员兼主编　谢绍雄

副主任委员　张晓鲁　宗　健　郭　灏

秘书长　程忠智　张克让

常务领导小组成员　陆延昌　谢绍雄　张晓鲁　宗　健　郭　灏　程忠智　张克让

委员　（按姓氏笔画排列）

丁玉佩　于　渤　王柏乐　王信茂　邓耀群
叶继善　冉　莹　刘本粹　刘　忱　刘振鹏
汤蕴琳　许传凯　孙嘉平　杨洪义　肖辉乾
张文涛　张克让　张学知　张晓鲁　张禄庆
陆延昌　陈昌渔　陈效杰　陈鼎瑞　邵世伟
周孝信　郑企仁　郑健超　宗　健　赵学林
徐士珩　徐纪法　高安泽　高季章　郭　灏
谈克雄　韩祯祥　程忠智　程念高　谢松林
谢绍雄　蓝增珏　翟若愚　魏光耀

编辑委员会顾问委员会

主任委员　沈根才

特邀顾问　金常政

委　　员　（按姓氏笔画排列）

王梅义　王瑞梁　吕光大　刘纫茝　李博之
连培生　肖达川　吴竞昌　沈根才　张德平
陈维敬　袁　颖　顾嘉栗　徐国璋　徐博文
温克昌　戴熙杰

编辑委员会办公室

主　　任　朱百祥

副 主 任　全晓华　高体基

编　辑　部

主　　任　朱百祥

副 主 任　高体基

编　　辑　（按姓氏笔画排列）

王岫霓　朱百祥　朱良镭　华　峰　刘宇峰
肖　兰　张为龙　张克让　姜丽敏　高体基
程忠智　赖广秀　潘宏娟

火力发电卷

（第三版）

编审委员会

主　　　编　赵　洁（兼）

副　主　编　赵　毅

编审领导小组　赵　洁（兼）　赵　毅　赵鸣志

编　　　委　（按姓氏笔画排列）

马　安　王小京　王月明　王存诚　王　海

白亚民　朱法华　朱保田　危师让　李益民

杨寿敏　杨新民　汪德良　陈祖茂　范长信

罗棣菴　赵宗让　赵鸣志　赵　洁　赵　毅

胡　勇　柯文石　钟耀坤　姜士宏　姜培学

曹杰玉　傅望安　焦树建　管一明

各分支主编、副主编

概论分支

主　　编　赵　洁（兼）

副 主 编　姜士宏

热工学基础分支

主　　编　罗棣菴

副 主 编　姜培学

锅炉及其附属设备分支

主　　编　王月明

副 主 编　赵宗让

汽轮机及其附属设备分支

主　　编　赵　毅（兼）

副 主 编　杨寿敏

燃气轮机分支

主　　编　焦树建

副 主 编　王存诚

发电机及电气设备分支

主　　编　马　安

副 主 编　白亚民

火力发电厂设计分支

主　　编　陈祖茂

副 主 编　王小京

火力发电厂施工及调试分支

主　　编　钟耀坤

副 主 编　王　海

火力发电厂运行及检修分支

主　　编　柯文石

副 主 编　傅望安

火力发电厂仪表与控制分支

主　　编　胡　勇

副 主 编　杨新民

电厂化学分支

主　　编　汪德良

副 主 编　曹杰玉

金属材料与监督分支

主　　编　范长信

副 主 编　李益民

环境保护分支

主　　编　朱法华

副 主 编　管一明

洁净煤发电技术分支

主　　编　危师让

副 主 编　朱宝田

• 火力发电卷 •

（第一版）

编审委员会

主　　　　编　徐国璋

副　主　编　刘纫茝　冯俊凯　袁　颖

编审领导小组　徐国璋　刘纫茝　冯俊凯　袁　颖　高体基

编　　　　委　（按姓氏笔画排列）

马明豫　王濂泉　尹孔殷　冯俊凯　朱绍仁
刘纫茝　孙玉振　李　康　陈来九　吴非文
周以国　罗棣菴　郑泽民　秦金藻　袁　颖
徐国璋　高体基　郭　亮　谢毓麟　管菊根

各分支主编、副主编、编审组成员

概论分支

主　　　编　徐国璋（兼）

编审组成员　刘纫茝

热工学基础分支

主　　　编　罗棣菴

编审组成员　宋之平

锅炉分支

主　　　编　谢毓麟

副　主　编　孙玉振

编审组成员　沈进如　哈　镇　秦裕琨　陈春元

汽轮机及燃气轮机分支

主　　　编　刘纫茝（兼）

编审组成员　任　曙　张保衡　周良彦

汽轮发电机和升压站设备分支

主　　　编　尹孔殷

编审组成员　杨干承　郝立至

火电厂设计分支

主　　　编　周以国

副　主　编　王濂泉

编审组成员　浦文宗

火电厂施工分支

主　　　编　马明豫

编审组成员　马家祚　许荣熙　刘纯仁　钱德祥

火电厂运行分支

主　　　编　郑泽民　李　康

编审组成员　高汉襄　盛昌达

火电厂自动化分支

主　　编　陈来九

编审组成员　周慧南　吴永生　吕震中

电厂化学分支

主　　编　秦金藻

编审组成员　陆　桐　宋珊卿　孙桂兰　李荫才　胡仁杰

金属监督分支

主　　编　吴非文

编审组成员　马士林　梁焕文　陈贻守

环境保护分支

主　　编　管菊根

副 主 编　朱绍仁

编审组成员　胡健民　许荣华　陈绍炎

• 火力发电卷 •

（第二版）

编审委员会

主　　　编　汤蕴琳

副　主　编　郑企仁　许传凯

编审领导小组　汤蕴琳　郑企仁　许传凯　徐国璋　刘纫莨
袁　颖　高体基　程忠智　赖广秀

编　　　委　（按姓氏笔画排列）
于立滨　王国才　尤国铭　叶永青　危师让
刘纫莨　汤蕴琳　许传凯　孙玉振　杜庆东
李　兵　李　康　吴非文　吴宣武　陈来九
卓乐友　罗棣菴　周以国　郑企仁　侯子良
袁　颖　徐国璋　高体基　陶虚竹　程忠智
焦树建　谢毓麟　赖广秀　管菊根

各分支主编、副主编

概论分支
主　　　编　汤蕴琳（兼）

热工学基础分支
主　　　编　罗棣菴

锅炉及其附属设备分支
主　　　编　许传凯（兼）
谢毓麟
副　主　编　孙玉振

汽轮机及其附属设备分支
主　　　编　郑企仁（兼）
王国才

燃气轮机分支
主　　　编　焦树建

透平发电机及电气设备分支
主　　　编　尤国铭

火电厂工程设计分支
主　　　编　周以国
副　主　编　卓乐友

火力发电厂工程施工分支
主　　　编　吴宣武
副　主　编　叶永青

火力发电厂运行与检修分支

主　　编　陶虚竹　李　康

副 主 编　于立滨

火电厂自动化分支

主　　编　侯子良　陈来九

电厂化学分支

主　　编　杜庆东

金属监督分支

主　　编　吴非文

副 主 编　李　兵

环境保护分支

主　　编　管菊根

洁净煤发电技术分支

主　　编　危师让

第三版前言

《中国电力百科全书》（简称《电百》）第三版在中国电机工程学会成立 80 周年之际与广大读者见面了。《电百》是全面介绍电力科学技术和管理知识的大型专业性百科全书。《电百》的首次编纂始于 1986 年，先后于 1994 年和 2001 年出版发行了第一版和第二版。《电百》问世以来，受到了广大电力工作者和电机工程界人士的欢迎并得到认可，成为查阅电力基本知识的权威工具书。

《电百》第一版是由原水利电力部、中国电机工程学会、中国水力发电工程学会等共同倡议，从 1986 年开始，历时 8 年编纂完成的。全书分为《综合卷》《电工技术基础卷》《电力系统卷》《火力发电卷》《水力发电卷》《核能及新能源发电卷》《输电与配电卷》《用电卷》共 8 卷，5000 多个条目、1000 余万字。全书总结了当时电力工业科学技术成就以及生产和建设的经验，适应了电力科技人员和职工学习新技术、新知识的迫切需要。《电百》第二版的修编工作是在原国家电力公司组织下，从 1998 年开始到 2000 年完成。全书仍为 8 卷，共 5400 余条目，约 1000 万字，反映了 20 世纪最后十多年电力工业的快速发展和电力科技的进步，适应了中国电力工业发展的需要。《电百》第二版于 2002 年荣获第十三届中国图书奖。

《电百》第二版发行至今的十多年间，中国电力工业持续快速发展，电力科技水平不断提高。中国电力装机容量和发电量分别从 2000 年的 3.19 亿 kW、1.37 万亿 kW·h 提高到 2013 年的 12.47 亿 kW 和 5.3 万亿 kW·h，均居世界第一位。电网发展也实现了历史性跨越，规模居世界第一，已经形成以区域同步电网为基础的全国互联电网（未计台湾省）。这十多年，电力系统结构逐步优化，技术装备水平快速提升，节能减排成效显著。电力系统的安全性、可靠性、经济性取得全面提高，适应了经济和社会发展对用电量增长和安全可靠供电的需要，有力支撑了国民经济的持续快速发展。

进入 21 世纪，中国经济社会发展的重要特征是工业化、信息化、城镇化、市场化、国际化，能源结构清洁低碳化趋势显著。这些重大社会需求决定电能高效清洁的生产、输送、分配和使用技术，已成为电力技术发展的主导方向，并且日益显现出新技术与传统技术交叉与融合的趋势。因此，有必要对《电百》第二版进行修编，更新和充实《电百》的内容，以充分反映 21 世纪头十年电力工业发展的新成就和电力科技发展的新特征。

2009 年 5 月，在中国电机工程学会第九届会员代表大会上提出了《电百》第三版修编工作建议，得到会员单位广泛支持。2011 年 1 月 25 日，《电百》第三版编辑委员会第一次会议在北京召开，修编工作正式启动，确定修编原则是“增补为主，简当为要”。

增补为主，就是要增补体现电力工业和电力科技发展的新内容。如全球气候变化、全寿命周期管理、信息安全等问题；在水力发电技术方面，包括高坝筑坝新技术、大型水轮机组集成技术、梯级水库群优化调度技术等；在火力发电技术方面，包括超超临界燃煤发电、大型火电机组直接空冷、整体煤气化联合循环发电（IGCC）及多联产、污染物控制和减排等技术；在现代核电技术方面，包括对投运核电机组通用技术的系统性介

绍，第三代先进压水堆技术 AP1000、EPR，以及模块式高温气冷堆技术和第四代核能系统概况等；在可再生能源发电技术方面，包括风能资源评估、新型风电机组总体设计和关键部件制造、风电并网等技术，太阳能热发电及分布式光伏发电技术，以及深层地热和海洋能、潮汐能发电等新技术；在电网技术方面，包括特高压交直流输电技术、750kV 超高压输电技术、智能电网技术、大型互联电网的分析和控制技术、电压源型直流输电技术等；还有现代信息通信技术、电力电子技术的新发展和新材料在电力系统中的应用等等。

根据电力科技发展的新趋势，《电百》第三版共设 9 卷，在第二版 8 卷的基础上，将《输电与配电卷》更名为《输电与变电卷》、《用电卷》更名为《配电与用电卷》，将《核能及新能源发电卷》拆分为《核能发电卷》和《新能源发电卷》。第三版的条目总数约为 6300 条，字数约 1300 万字。条目释文中，中国电力工业的数据一般截至 2012 年 12 月，国外电力工业的数据一般截至 2011 年 12 月，能源资源等数据以最新公布的为准。

简当为要，是百科全书的特征之一。百科全书是概要记述人类知识的大型工具书。《电百》第三版的释文编纂按照百科体例的编纂要求和“全、精、新、信、达、雅”的撰写质量要求，依据科学性、客观性、概述性、整体性、稳定性、可读性、规范性的百科特点进行修编。全书统一编纂指导思想、框架设计和体例要求，解决内容重复、交叉、矛盾和遗漏等问题。对修编条题，注重其概要性、知识性和逻辑性；对新增条题，博览精收、慎重选材，做到既简且当。同时，各卷都编写了概述性文章（专文）和大事年表。概述性文章是对本卷内容概括性介绍，体现本专业的特点、发展、现状和水平；大事年表是以编年体形式记录具有全局性、标志性、方向性的事情。读者通过概述性文章和大事年表可以对电力技术的发展有全面系统的了解，更加体现了简当为要的要求。

《电百》第三版修编实行主编责任制，编辑委员会组织了既有理论底蕴又有实践经验的 1500 多位专家、学者参与条目的撰写和审稿，其中卷正副主编和分支正副主编 220 余位。

《电百》第三版贯彻以科学发展观为指导，谋篇、谋卷、谋书，努力用全面协调可持续发展的观点，分析判断近十年来电力科技领域出现的新事物和新观点，集中反映 21 世纪初中国电力科技事业蓬勃发展的概貌，展示出其对中国乃至世界电力工业技术发展基本走向的影响。

在《电百》第三版即将付印的时候，我们十分感念那些为“电力百科”开启山林的拓荒者，他们为我们做出了榜样。《电百》第三版继承了第一、二版在知识分类、编辑体例、图表配置、全书条题检索等方面的工作经验和成果，并将前一、二版的双色印刷调整为全彩印刷，将原正 16 开本调整为大 16 开本，从而使第三版从内容到版式都有了更大的改进。令我们感到鼓舞的是，《电百》第三版获得了 2014 年度国家出版基金的资助，入选《2013—2025 年国家辞书编纂出版规划》。

我们还要再一次向所有关心、支持和参与本书编纂出版的领导、专家、学者、编辑出版人员表示衷心的感谢！1500 多位专家、学者的志愿工作、三年多的智慧和心血，凝结成为今天的鸿篇巨制。电力科学技术在飞速发展，希望《电百》第三版对电力科技工作者和管理人员能够有所裨益，更好地发挥其“没有围墙的大学”的功能。

《中国电力百科全书》编辑委员会

《中国电力百科全书》编　辑　部

2014 年 5 月

第一版前言

经过8年的反复锤炼，《中国电力百科全书》终于脱稿付印，陆续出版了！这是1700多位专家，以高度的政治责任感和历史责任感辛勤耕耘、反复切磋的成果。参加这部百科全书编纂工作的同志大部分是电业部门的专家和著名大学的教授，也有很多电机制造部门的专家，用电电器研究方面的专家，核工业专家，能源专家，环境保护专家等等；他们是各个专业方面的权威人士，大都年事已高，仍不遗余力地以自己毕生的经验，参照大量的国际资料，字斟句酌地推敲每一个条目的释文；他们以满腔热情，努力争取时间，完成了5000多个条目、1000多万字的撰写、审阅、修改工作；在编写过程中有的老专家废寝忘食、带病工作，有的已经谢世。我们以十分崇敬和感激的心情向为本书工作过的专家们致以崇高的敬礼！

《中国电力百科全书》是于1986年8月由原水利电力部科技司、中国电机工程学会、中国水力发电工程学会、原水利电力出版社共同倡议，经原水利电力部部长批准，着手组织编纂的。1987年8月，在北京召开了编辑委员会成立大会，初步确定了分卷方案和条题框架，聘请各卷主编和各分支主编。之后，几经修改，拟定了各卷的条题总表，聘请了撰写和审阅的专家，于1989年着手撰写，先后经过分支的一审、修改，分卷的二审、修改，编委会常务领导小组组织的终审，再由分卷修改正式定稿。

编纂《中国电力百科全书》的目的，在倡议报告中已经指明，是"为了总结我国电力工业生产、建设的经验，介绍当代电力工业最新科学技术成就，迎接电力工业更大规模的发展，满足电力系统广大职工的需要。"当前，我们正在建设规模宏伟的现代化的电力工业，我们正在深入改革开放，经历从高度集中的计划经济到社会主义市场经济的变革，成百万的电业职工迫切需要学习新的技术和新的管理知识。同时，随着我国工农业现代化程度的提高，人民生活电气化程度的普及和提高，社会上对电力知识的需要也日益广泛。为此，本书的编纂，从格式到内容，均以满足电力科学技术人员、各级领导和管理人员、广大电业职工和大专院校电力类专业师生的需要为主，同时照顾到社会上广大读者的需要，力求深入浅出，使具有高中以上文化程度的人均可阅读。

《中国电力百科全书》是中国第一部全面介绍电力科学技术和管理知识的大型专业性百科全书。在编纂过程中，我们学习和借鉴了《中国大百科全书》的编纂经验，同时，也汲取了此前编纂的《中国水利百科全书》的经验。百科全书要求表达人类成熟的知识，要求所表达的知识具有科学性、客观性和稳定性，亦即具有一定的权威性。为此，本书在条题名称的选定和条目释文的概念叙述方面，均力求符合当代国际电业界一般共有的认识，对于某些国内惯用的概念与国外流行的概念不一致的，均分别加以说明。考虑到篇幅浩大，读者所需要的专业内容不一，特将全书按专业分为既有联系又相对独立的8卷，即：综合、电工技术基础、电力系统、火力发电、水力发电、核能及新能源发电、输电与配电、用电。读者可购置全套8卷，也可购置其中任何一卷。每卷条目排印均按

条目首字的汉语拼音顺序排列。为了便于读者按专业查找相关条目，在书首设有按专业知识分类的条目分类目录，在书尾设有3种检索系统，即条目汉字笔画索引、条目外文索引、内容索引。综合卷后还附有外国（国际）电力（能源）组织机构和学术团体译名对照表，以及中国电力工业大事年表。

为了记录近百年来，特别是中华人民共和国成立以来，为中国电业发展做出过重要贡献的人物，为中国电业发展培养了大量科技人才的优秀教师和学者，以及为中国电业的发展提供电力设备的电机、电器、动力设备制造部门的著名专家，共收录了3000多位人物的业绩，编纂了《中国电力人物志》，作为《中国电力百科全书》的附卷单独出版。

以上8卷和附卷中，条目释文中所载的史实和数据大都截止到1990年12月；对1990年12月之后国际时局的变化所引起国家的改变，均未作相应的修改。

本书的编纂和出版，是广大专家集体智慧的结晶和集体工作的成果，一个条目的释文往往经过多位专家多次修改才得以定稿，前后变动很大，甚至重新改写。但是，应该说明，没有第一稿的写出，也改不出最后一稿。所以，一个条目的写定，既是最后执笔者的成果，也是第一稿执笔者的成果。在反复修改过程中，专家们都不固执己见地热烈参与磋商讨论，务求循名责实，考虑全面，得出一个正确的概念，在这方面充分体现了他们对事业的政治责任感和对后代的历史责任感。电力方面的百科全书，在中国这是第一部，在国外，我们也未见先例。因此，尽管我们尽其可能地作了努力，但疏漏与错误之处还不可避免，我们诚恳地希望广大读者和专家给予批评和指正，以期本书再版时订正提高。

再一次向所有关心、支持和参与本书编纂出版的领导、专家、学者、编辑出版人员表示衷心的感谢！

《中国电力百科全书》编辑委员会
《中国电力百科全书》编　辑　部
1994年6月

第二版前言

《中国电力百科全书》(简称《电百》) 的编纂工作始于 1986 年，在国家电力领导部门的重视和社会各界的关注下，全国 1700 多位专家、学者历时 8 年终成腋裘，付梓刊行。

《电百》(第一版) 条目释文引用的数据和资料基本上截至 1990 年底。十年来，世界电力工业的状况发生了重大变化。作为目前最清洁和使用最方便的二次能源，电力在推动社会经济进步、提高人民生活质量方面发挥着越来越重要的作用。十年来，电力工业围绕进一步提高能源利用效率和供电可靠性，加强对生态环境的保护从而实现可持续发展，在许多技术领域取得了重大进步。例如，在洁净煤发电技术研究开发与应用方面，已相继建成示范电厂并开始商业运营；大容量、超临界和超超临界压力机组迅速发展，正在成为发达国家火力发电厂的主力机组；广泛采用新技术加强对有害排放物、电磁波、放射性污染的治理；高电压、大容量、远距离交直流输电技术和电力系统理论与技术的继续进展与提高；高效率燃气轮机技术的发展与应用；分散型电、热、冷三联供装置和大幅度提高电力用户终端效率的各种新技术、新装置的相继出现，以及计算机技术和信息网络技术在电力工业中的应用等等，正在明显地改变电力工业的技术状况。与此同时，世界范围内经济的市场化、信息化、全球化正在给电力行业传统的垄断地位和经营方式带来巨大的冲击。随着竞争机制的引入，许多国家的电力管理体制已经或正在经历空前的变革，向着放松管制的商业化、民营化方向发展。

在世界各国电力科学技术发展和管理体制变革的同时，中国电力工业在 90 年代取得了突飞猛进的发展。从 1996 年下半年起，全国电力供需基本平衡，结束了持续 20 多年全国性缺电的局面，基本上适应了国民经济发展和人民生活水平提高对电力的需求。1995 年全国电力装机总容量达到 2 亿 kW，年发电量超过 10 000 亿 kW·h；1999 年全国电力装机总容量达到 2.98 亿 kW，年发电量达到 12 331 亿 kW·h；2000 年 4 月，我国的装机容量超过了 3 亿 kW。无论在电力装机容量上还是在发电量上，中国电力都已居世界第二位。到 1999 年底，已建成和正在建设的 100 万 kW 及以上的火电厂、核电厂和水电站已超过 100 座，其中邹县发电厂 240 万 kW，二滩水电站 330 万 kW。世界最大的水电站、装机容量达 1820 万 kW 的三峡水电站已于 1994 年 12 月开工建设、1997 年 11 月实现了大江的截流，即将于 2003 年开始并网发电。继秦山核电厂和广东大亚湾核电厂投产后，广东岭澳核电厂 (180 万 kW) 和秦山第二核电厂 (120 万 kW)、秦山第三核电厂 (140 万 kW) 及田湾核电厂 (200 万 kW) 均已开工建设。风力、地热、太阳能、潮汐等可再生能源发电也得到进一步的发展。全国风力发电装机总容量已达 26.7 万 kW，在中国的西部地区建成了一批小容量试验性的太阳能光伏电站。到 90 年代末，中国已建成的 500kV 输电线路约 2.29 万 km，变电容量 8012 万 kV·A；330kV 输电线路 7949km，变电容量 1248 万 kV·A；220kV 输电线路 12.18 万 km，变电容量 2.80 亿 kV·A；同时还进行了大规模的城乡电网建设与改造。目前在全国已形成了 7 个跨省的大型区域电网和 5 个独立省网，其中最大的区域电网

华东电网装机容量已达 5198.64 万 kW，最大的省网广东电网装机容量也达到 3033.37 万 kW，全国电网的覆盖率已达到 96.4%。中国的电网已进入了跨大区、跨独立省（区）电网互联的阶段，并正在走向全国联网的超高压、高度自动化的现代化电力系统的新阶段。

在过去的 10 多年里，中国电力工业的管理体制经历了巨大的变化。1988 年 4 月撤销了水利电力部，成立了能源部；1993 年 3 月又撤销能源部，组建电力工业部；1997 年成立国家电力公司，1998 年电力工业部撤销。按照国务院的改革方案，国家电力公司经营管理授权范围内的国有电力企业，国家经贸委行使管理中国电力工业的政府职能，中国电力企业联合会行使电力行业管理与服务职能。这是中国电力管理体制的重大改革，是中国电力工业由计划经济向市场经济转变的重要标志。

根据电力科学技术在 90 年代所取得的重大进展、管理体制的变革情况，以及中国国民经济在 2000～2010 年期间再翻一番和 2010 年中国电力装机总容量将发展到 5 亿 kW 的总目标，为了使《电百》的内容能够反映当前国际和国内电力工业的最新技术和管理水平，适应 21 世纪前十年我国电力工业发展的需要，进一步满足各级领导干部、电力系统内外的科学技术和管理人员以及广大读者查询、浏览、了解现代电力科学技术和管理知识的需求，中国国家电力公司决定，对《电百》（第一版）进行修订，并于 2000 年 9 月起陆续出版《电百》（第二版）。

编纂出版《电百》（第二版）的总原则是：在第一版的基础上对各卷内容删繁就简，增补更新，力求达到精益求精；努力增加最新电力科学技术成就和管理经验的内容，注意解决第一版中存在的问题和不足；使《电百》（第二版）具有时代特征，符合规范要求，开卷有益，查阅方便。

《电百》（第二版）的编纂工作于 1998 年 8 月起动。为了使《电百》能以条目的形式汇集和总结电力科学技术和管理知识，真正发挥大型专业性百科全书的作用，我们组织了电力工业各门类的约 1100 位专家、学者参加了修订、编纂和审稿工作。这些专家怀着满腔热忱、高度责任感和使命感，废寝忘食、夜以继日地工作，以广博的知识和丰富的经验，使《电百》条目的释文尽可能完美地体现其思想和智慧。

《电百》（第二版）仍沿袭第一版的做法，采用按专业分类分卷、各卷条目按汉语拼音字顺编排的出书方式。全书仍分为综合、电工技术基础、电力系统、火力发电、水力发电、核能及新能源发电、输电与配电、用电等 8 卷，释文共有 5400 余条目，总字数约 1000 万字，其中新增条目和经过修改的条目约占全书的 70%以上。

尽管我们期待《电百》不仅具有电力科学技术知识的魅力，同时具有文字的魅力和鲜明的时代色彩，尽管我们希望广大读者在阅读与浏览，查询与解惑中能达到充实自己的目的，但书中难免有疏漏和错误之处，恳请读者批评指正，以期再版时订正。

谨向所有关心、支持和参与本书编纂出版的领导、专家、学者、编辑出版人员表示衷心的感谢，是他们卓有成效的努力使本书为广大读者营造了一个开卷有益的氛围，使本书以气势恢宏的构架、翔实丰富的内容、精辟练达的文字、生动具体的彩色插图导引读者漫游电力科技知识的海洋。

《中国电力百科全书》编辑委员会

《中国电力百科全书》编　辑　部

2000 年 9 月

凡　例

一、编　排

1. 全书按专业知识领域分为综合、电工技术基础、电力系统、火力发电、水力发电、核能发电、新能源发电、输电与变电、配电与用电等9卷出版。

2. 各卷按前言（包括全书第三版前言、第一版前言、第二版前言），凡例，概述性文章，本卷第一、二版前言，条目分类目录、正文、大事年表、条目标题汉字笔画索引、条目标题外文索引、内容索引、插图索引、附录等编排。

3. 全书的主体是条目。条目既是基本知识单元，也是基本寻检单元。条目由条目标题（条题）、释文和相应的图片、表格、参考书目等组成。

4. 全书条目按条目标题的汉语拼音字母顺序并辅以汉字笔画、起笔笔形顺序排列。同音时按汉字笔画由少到多的顺序排列，笔画数相同的按起笔笔形一（横）、丨（竖）、丿（撇）、丶（点）、乛（折，包括㇆乚㇛等）的顺序排列。第一字相同时，按第二字，余类推。条目标题以罗马数字、阿拉伯数字、拉丁字母、斯拉夫字母和希腊字母开头的，按习惯发音依次排在汉语拼音相应字母部的前部。

5. 各卷在条目分类目录之前均有一篇介绍本卷内容的概述性文章。概述性文章从宏观上展现本卷的形象，且把本卷组成一个有机的整体，对本卷的条目起到统领作用，成为本卷的纲要。概述性文章介绍了本卷的专业特点、内容范围、历史发展和现状等内容，以帮助读者对本卷有概略而全面的了解。

6. 各卷均列条目分类目录，供读者按学科知识体系查检所需要的条目。为了保证各分支体系的完整性，有少数条目在不同分支目录里重复出现。条目分类目录还反映出条目间的系统性、层次性，例如：

火力发电厂
　蒸汽动力发电厂
　　蒸汽参数
　燃气轮机发电厂
　热电联产电厂
　　热网
　　热力负荷
　内燃机发电厂

7. 为保持知识体系的完整性和便于读者查阅，内容完全相同的条目，可以重复出现在不同卷。对卷间交叉的知识主题，条目列在以学科知识内容为主的卷中，在其他卷中则通过条目标题加以区别。

二、条　目　标　题

8. 条目标题由词或词组组成，例如“锅炉”“汽轮机”；“火力发电”“洁净煤发电技术”。

9. 条目标题一般由汉语标题和与汉语标题相对应的汉语拼音、外文三部分组成。例如：

relixue

热力学 （thermodynamics）

个别无通用译名的纯属中国内容的条目标题则不附外文。条目标题有多个对应外文的，中间用分号（;）隔开。

三、释　文

10. 条目释文使用规范化的现代汉语书面语言。条目释文开始一般不重复条目标题。

11. 条目释文较长时，设置层次标题。

12. 条目内容涉及其他条目并需由其他条目的释文补充的，采用“参见”的方式。所参见的条目标题在释文中出现的，用楷体字排印，例如“表征*热力学系统*在平衡条件下热力状态的物理量”。所参见的条目标题未在释文中出现的，则另用括号加“见”标出，例如“同步发电机在三相不平衡负载下运行时，转子表面将由定子负序电池感应出两倍工频的涡流（见*旋转磁动势*）”。全条与其他条目密切相关时，参见放在释文末尾，另行起写“见×××。”，不加括号。

13. 条目释文中出现的外国人名，第一次出现时在姓（汉译）前均加有外文名的缩写（即名的第一个字母），并在括号内附对应外文，例如I. 牛顿（Isaac Newton或I. Newton）。外国地名一般不附原文，个别生僻无标准译名的则在第一次出现时用括号附原文。

四、插　图

14. 条目释文中配有必要插图，均随文编排。

15. 插图一般与释文相呼应。只有一个插图时，不编号。

16. 插图附有图题、图注等说明性文字。

五、参考书目

17. 部分条目释文后附有参考书目，供读者选读。

六、索　引

18. 各卷正文后均附有全部条目标题的汉字笔画索引、条目标题的外文索引，以及按音序编排的内容索引和插图索引。

七、其　他

19. 全书所用科技名词术语以全国科学技术名词审定委员会审定的为准，未经审定和尚未统一的，从习惯。地名以中国地名委员会审定的为准。

20. 全书所用汉字除必须用繁体字的以外，一律使用国务院2013年6月公布的由教育部、国家语言文字工作委员会制定的《通用规范汉字表》所列的汉字。

21. 全书数字的使用，均执行GB/T 15835—2011《出版物上数字用法》。

22. 全书所用计量单位，除引用经验公式或涉及实验数据的精度难以改变，以及历史上所用的某些单位外，一律采用中华人民共和国法定计量单位。在表达量值时采用单位的国际符号。

23. 全书所列中国统计数据，一般未包含台湾省和香港、澳门特别行政区数据。

CEPE CHINA ELECTRIC POWER ENCYCLOPAEDIA

高效、节能、环保的火力发电

赵 洁 姜士宏

通过燃烧煤、油、气或其他碳氢化合物等化石燃料，将所得到的热能转换为机械能，驱动发电机产生电力的过程，称为火力发电。火力发电是最早得到实际应用的发电方式，1875年，法国巴黎北火车站首先用蒸汽机发电供附近照明；1879年，美国旧金山建成出售电力的火力发电厂，蒸汽动力发电开始发展；1882年，中国上海建设了第一座火力发电厂，采用16hp（约11.92kW）蒸汽机带动发电机供照明用电；1884年，英国工程师C.A.帕森斯（C.A.Parsons，1854—1931）制成功率10hp（约7.45kW）的多级轴流反动式**汽轮机**，蒸汽机逐渐被汽轮机所取代。1897年，德国工程师R.狄塞尔（Rudolf Diesel，1858—1913）制成可供实际使用的柴油机，内燃机发电成为火力发电的另一种方式。1939年，瑞士BBC公司研制成4000kW发电用**燃气轮机**，燃气轮机发电得到应用；由于**燃气-蒸汽联合循环**机组发电热效率比同容量蒸汽动力发电的热效率高，20世纪70年代以来得到迅速发展；同期，以**整体煤气化联合循环发电技术**为代表的**洁净煤发电技术**的研发也开始进行。1984年，美国在冷水（Cool Water）电厂建成第一座整体煤气化联合循环发电试验装置，验证了整体煤气化联合循环发电技术的可行性。热电联产技术的研发始于蒸汽轮机的应用，最早是在需用蒸汽的工业企业自备电厂中得到验证，继而建起了向区域供热的热电厂。

火力发电也是最主要的发电方式。2011年，全世界发电量达到221 260亿kW·h，其中，火力发电量达到150 540亿kW·h，约占68%。表1列出了全世界及美国、俄罗

表1 全世界及4个国家火力发电发展概况

年份	世界合计			美国			俄罗斯（苏联）*			日本			中国**		
	发电量	其中：火电		发电量	其中：火电		发电量	其中：火电		发电量	其中：火电		发电量	其中：火电	
	亿kW·h	亿kW·h	(%)	亿kW·h	亿kW·h	(%)	亿kW·h	亿kW·h	(%)	亿kW·h	亿kW·h	(%)	亿kW·h	亿kW·h	(%)
1950	9589	6162	64.3	3887	2880	74.1	912	785	86.1	463	85	18.4	46	38	82.9
1960	23 577	16 139	68.5	8442	6941	82.2	2923	2414	82.6	1016	570	56.1	594	520	87.5
1970	50 690	26 992	73.0	16 398	13 673	83.4	7409	6129	82.7	3506	2749	78.4	1159	954	82.3
1980	80 176	55 891	69.7	22 896	17 538	76.6	12 940	10 371	80.1	5468	3816	69.8	2855	2279	79.8
1990	113 005	71 363	63.2	30 342	21 036	69.3	16 361	12 041	73.6	8133	5240	64.4	5903	4652	78.8
1995	126 044	77 875	61.8	33 494	22 939	68.5	8152	5460	67.0	9359	5680	60.7	9563	7561	79.1
2000	146 124	93 231	63.8	37 973	26 925	70.9	8313	5443	65.5	9896	5834	59.0	12 806	10 415	81.3
2005	173 187	114 243	66.0	40 426	29 095	72.0	9019	58.4	65.2	10 295	6393	62.1	23 700	19 221	81.1
2008	191 575	128 617	67.1	41 076	29 267	71.3	9846	66.1	67.6	10 172	6679	65.7	32 807	26 186	79.8
2009	190 713	126 677	66.4	39 384	27 265	69.2	9399	6102	64.9	9887	6167	62.4	35 084	28 025	79.9
2010	202 253	134 733	66.6	41 122	28 834	70.1	9838	6543	66.5	10 518	6641	63.1	39 041	30 630	78.5
2011	221 260	150 540	68.0	40 991	27 903	68.1	9963	6687	67.1	10 507	7807	74.3	45 773	35 955	78.6

* 1995年后数字指俄罗斯，其余年份指苏联。

** 中国数据未含台湾省和香港、澳门特别行政区发电数据。

数据来源：美国能源部信息局（EIA）。

斯、日本和中国等4个国家1950～2011年间的火力发电发展概况，表2列出了2010年发电量和装机容量居前10位的国家电力概况。

表2　2010年发电量和装机容量居前10位的国家电力概况

序号	国家	发电量（亿kW·h）	占比（%）			装机容量（万kW）	占比（%）		
			水电	火电	核电		水电	火电	核电
1	美国	41122	6.3	70.1	19.6	10396	7.6	75.3	9.7
2	中国*	39041	18.3	78.5	1.8	98794	22.2	71.5	1.1
3	日本	10518	7.7	63.1	26.0	28703	7.8	63.5	17.1
4	俄罗斯	9838	16.8	66.5	16.5	22911	20.5	68.4	10.6
5	印度	9041	12.5	82.9	2.2	20809	19.5	70.8	2.2
6	加拿大	5909	58.9	23.4	14.6	13695	54.7	31.7	9.2
7	德国	5880	3.4	58.9	22.7	15322	2.8	46.0	13.4
8	法国	5371	11.4	9.8	75.8	12427	14.7	22.1	50.8
9	巴西	5069	78.8	11.9	2.7	11373	71.0	19.6	1.9
10	韩国	4675	0.8	68.6	30.2	8466	1.9	71.1	20.9

* 中国数据未含台湾省和香港、澳门特别行政区数据。
数据来源：美国能源部信息局（EIA）。

蒸汽动力发电技术的发展

利用化石燃料在**锅炉**中燃烧释放的热能，产生具有一定压力和温度的蒸汽，蒸汽的热能在汽轮机中转换为机械能，再通过发电机转换为电能的发电方式，称为蒸汽动力发电。蒸汽动力发电技术诞生于19世纪，最初采用的原动机是蒸汽机，后逐步采用性能更高的汽轮机。20世纪以来，随着发电设备设计和制造水平的提高，蒸汽动力发电技术有了很大的发展。

单机容量增大　20世纪初，汽轮发电机组的单机容量在10MW以下，1924年到50MW，1925年到100MW，1930年到200MW，1955年到300MW，1960年到500MW，1963年到700MW，1965年到1000MW，1969年到1100MW，1972年到1300MW（双轴），1981年到1200MW（单轴）。世界上装有单机容量800MW及以上机组的国家主要有中国、美国、俄罗斯、日本和德国。

20世纪70年代到90年代初，美国共建设了9台1300MW双轴超临界发电机组。虽然单机容量迄今为止世界最大，但是其技术水平与当前世界先进的高效火力发电技术水平有较大差距，且采用双轴布置后，系统复杂、运行控制困难，没有再发展。俄罗斯于1981年建成迄今为止世界上单机容量最大的1200MW单轴超临界发电机组，但由于其蒸汽参数（23.5MPa/540℃/540℃）不高，效率提升并不明显，且汽轮机采用五缸结构（一个高压缸、一个双流中压缸和三个双流低压缸），轴系较长，设计制造难度很大，之后也没有再发展。

中国的火力发电机组单机容量也经历了从小到大的漫长发展历程。20世纪50年代，单机容量以6、12、25、50MW为主；20世纪六七十年代，单机容量以100MW（高压）及125、200MW（超高压）为主；20世纪八九十年代，单机容量以300、600MW（亚临界）为主；进入21世纪以来，单机容量以600MW级（超临界、超超临界）及1000MW级（超超临界）为主。其中，**玉环发电厂**1000MW超超临界发电机组于2006年投运，成为

中国当时单机容量最大的发电机组；灵武发电厂二期工程的2台1000MW空冷机组，是世界上单机容量最大的空冷发电机组；白马发电厂的600MW超临界循环流化床机组，是世界上单机容量最大的循环流化床机组；石狮鸿山电厂2台600MW超临界热电联产机组，是中国投产单机容量最大的热电联产机组。

蒸汽参数提高 20世纪初，汽轮机的蒸汽参数一般为低压参数（主蒸汽参数为1.28MPa/200～300℃）；到了20世纪30年代，开始采用中压参数（主蒸汽参数为2.84MPa/400℃）和高压参数（主蒸汽参数为8.6MPa/490℃）；20世纪40年代初，欧美国家火力发电机组开始采用超高压参数（主蒸汽参数为13.7MPa/500℃）和亚临界参数（主蒸汽参数为15.9MPa/500℃）；从20世纪50年代开始，美国率先发展出超临界参数（主蒸汽参数为24MPa/540～560℃）和超超临界参数（主蒸汽压力大于等于27MPa或主蒸汽、再热蒸汽温度大于等于580℃）。1960年投运的美国埃迪斯通(Eddystone)发电厂1号机组，容量为325MW，蒸汽参数达到34.5MPa/650℃/566℃/566℃，二次中间再热。后由于高温材料问题，运行蒸汽参数降低到31MPa/610℃/560℃/560℃。在20世纪七八十年代，超临界机组的蒸汽温度基本保持在540～560℃的范围。从20世纪90年代开始，由于环保要求日益严格，同时新材料开发成功，采用超超临界参数的机组得到了快速发展。

中国火力发电的蒸汽参数是随单机容量的发展而不断提高的。20世纪50年代，蒸汽参数以中压参数（3.43MPa/435℃）和高压参数（8.83MPa/535℃）为主；20世纪六七十年代，蒸汽参数以超高压参数（12.75MPa/535℃/535℃）为主；20世纪八九十年代，蒸汽参数以亚临界参数（16.6MPa/537℃/537℃）为主；进入21世纪后，蒸汽参数以超临界参数（24.2MPa/566℃/566℃）和超超临界参数（25～27MPa/600℃/600℃）为主。2011年以来，在金属材料所能承受的温度范围内，进一步开展了更高蒸汽参数及二次再热技术的研究，多个项目采用了再热蒸汽温度为610℃和620℃的超超临界参数。2013年12月，单机容量660MW、蒸汽参数为28MPa/600℃/620℃的机组已在安徽田集发电厂投产。单机容量1000MW、蒸汽参数为31MPa/600℃/620℃/620℃的二次再热机组正在建设中。

表3给出了日本、德国、丹麦和中国投产的典型蒸汽动力发电机组采用的蒸汽参数情况。

表3 典型蒸汽动力发电机组蒸汽参数

国家	电厂名称	机组容量(MW)	蒸汽参数(主蒸汽压力/主蒸汽温度/一次再热蒸汽温度/二次再热蒸汽温度)	投产年份
日本	松浦（Matsuura）发电厂1号机组	1000	24.1MPa/566℃/566℃	1991
	松浦（Matsuura）发电厂2号机组	1000	24.1MPa/593℃/593℃	1997
	三隅（Misumi）发电厂1号机组	1000	24.1MPa/600℃/600℃	1998
	橘湾（Tachibanawan）发电厂	1050×2	25MPa/600℃/610℃	2000
	矶子（Isogo）发电厂2号机组	600	25MPa/600℃/620℃	2009
德国	博茨堡（Boxberg）发电厂	900×1	26.8MPa/545℃/580℃	1999
	利本道夫（Lippendorf）发电厂	930×2	26MPa/550℃/580℃	1999～2000
	尼德豪森（Niederaussen）发电厂	1012×1	27.4MPa/580℃/600℃	2002

续表

国家	电厂名称	机组容量(MW)	蒸汽参数(主蒸汽压力/主蒸汽温度/一次再热蒸汽温度/二次再热蒸汽温度)	投产年份
丹麦	埃斯比约(Esbjerg)发电厂3号机组	412	25MPa/560℃/560℃	1991
	北日德兰(Nordjyllands)发电厂3号机组	412	28.5MPa/580℃/580℃/580℃	1998
	阿维杜(Avedore)发电厂2号机组	375	25MPa/580℃/600℃	2001
中国	玉环发电厂	1000×4	26.25MPa/600℃/600℃	2006～2007
	邹县发电厂7、8号机组	1000×2	25MPa/600℃/600℃	2006～2007
	外高桥第三发电厂	1000×2	27MPa/600℃/600℃	2008

蒸汽参数的下一阶段发展目标，是使主蒸汽和再热蒸汽温度达到700℃的级别。国际上已有多个国家和地区开展700℃超超临界技术的研究和开发，如欧盟、美国、日本和中国。欧盟于1998年启动了“700℃先进超超临界燃煤发电技术”发展计划，简称为“AD700”计划，其目标是开发500MW级、蒸汽参数达到37.5MPa/700℃/720℃的超超临界机组。美国能源部于2001年启动了先进**超超临界发电技术**研发计划，其目标是开发750MW级、蒸汽参数为37.9MPa/732℃/760℃的先进超超临界发电技术，并分别于2001年和2005年启动了“超超临界燃煤电站锅炉材料”和“超超临界燃煤电站汽轮机材料”的研发计划。日本政府于2008年启动了“先进超超临界发电技术”研发计划，简称“A-USC计划”，其目标是开发600MW级、蒸汽参数为35MPa/700℃/720℃的先进超超临界机组。中国于2011年启动了“国家700℃超超临界燃煤发电技术”开发计划，成立了国家700℃超超临界燃煤发电技术创新联盟，其目标是开发600MW级、蒸汽参数为35MPa/700℃/720℃的超超临界机组。

发电厂容量增加　20世纪50年代以前，世界各国火力发电厂的容量大多不超过500MW；20世纪60年代陆续出现容量超过1000MW的火力发电厂；20世纪60年代中期之后，开始出现容量超过2000MW的火力发电厂；20世纪70年代以后，开始出现容量超过3000、4000、5000MW的火力发电厂。截至2011年底，世界上最大的火力发电厂为韩国的保宁发电厂，装机容量5800MW，包括8台500MW燃煤机组和12台150MW燃气机组；中国大陆最大的火力发电厂为**托克托发电厂**，装机容量5400MW，包括8台600MW燃煤机组和2台300MW燃煤热电联产机组；中国台湾最大的火力发电厂为**台中发电厂**，装机容量5780MW，包括10台550MW燃煤机组和4台70MW燃气机组。表4列出了截至2011年底世界上装机容量4000MW及以上的主要火力发电厂。

表4　截至2011年底世界主要火力发电厂(4000MW及以上)

序号	电厂名称	国家(地区)	装机容量(MW)	台数×单机容量(MW)	燃料	投运年份
1	保宁(Boryeong)发电厂	韩国	5800	8×500 12×150	煤 液化天然气	1979～2009 2002
2	台中发电厂	中国台湾	5780	10×550 4×70	煤 气	1991～2005
3	苏尔古特(Сургутская-2)发电厂	俄罗斯	5600	6×800 2×400	天然气	1988 2008
4	托克托发电厂	中国	5400	8×600 2×300	煤	2003～2007 2008

续表

序号	电厂名称	国家（地区）	装机容量（MW）	台数×单机容量（MW）	燃料	投运年份
5	巴尔哈托夫（Belchatow）发电厂	波兰	5178	12×360 1×858	煤	1980～2011
6	富津（FUTTSU）发电厂	日本	5040	1×1000 1×1000 1×1520 1×1520	液化天然气	1986 1988 2003 2010
7	北仑发电厂	中国	5000	5×600 2×1000	煤	1994～2009
8	外高桥发电厂	中国	5000	4×300 2×900 2×1000	煤	1995～2008
9	邹县发电厂	中国	4540	4×335 2×600 2×1000	煤	1983～2007
10	宁海发电厂	中国	4400	4×600 2×1000	煤	2003～2009
11	鹿岛（Kashima）发电厂	日本	4400	4×600 2×1000	重油	1972～1975
12	大潭发电厂	中国台湾	4344	6×724	液化天然气	1994～1998
13	兴达发电厂	中国台湾	4325	2×500 2×550 5×445	煤 液化天然气	1971～1998
14	后石发电厂	中国	4200	7×600	煤	1996～2009
15	马苏巴（Majuba）发电厂	南非	4143	3×665 3×716	煤	1987～1991
16	肯达尔（Kendal）发电厂	南非	4116	6×686	煤	1988
17	青山发电厂	中国香港	4110	4×350 4×677.5	煤 （油）	1982～1989
18	碧南（Hekinan）发电厂	日本	4100	3×700 2×1000	煤	1993～2002
19	帕里什（W. A. Parish）发电厂	美国	4008		煤、气	1958
20	埃基巴斯图兹（Экибастузская－1）发电厂	哈萨克斯坦	4000	8×500	煤	1980～1984
21	泰安（Taean）发电厂	韩国	4000	8×500	煤	1991～2008
22	唐津（Dangjin）发电厂	韩国	4000	8×500	煤	1994～2007
23	玉环发电厂	中国	4000	4×1000	煤	2006～2007

控制技术水平提高 20世纪50年代以前，火力发电厂的控制系统较为简单，控制方式以就地手动控制为主，采用了大量显示仪表和记录仪表监视过程参数，自动化水平较低；20世纪50年代后期，机组控制由就地控制向控制室集中控制发展，模拟式仪表和电子式调节装置是主要的仪表和控制设备，运行人员按炉、机、电分设；20世纪70年代，火力发电厂开始应用计算机，由使用组合仪表和计算机化的数据采集系统发展为使用以计算机为基础的控制系统，显示仪表和记录仪表减少；20世纪80年代以后，火力发电厂大型机组监视和控制采用具有监视、控制、保护等功能的**分散控制系统**（DCS），

显示仪表和记录仪表被替代，电厂运行人员减少，运行人员在集中控制室监视和控制机组。

中国的火力发电厂控制技术水平是随20世纪80年代300、600MW机组技术引进开始显著提高的，当时的分散控制系统采用进口产品；2003年，纳雍发电厂和盘南发电厂招标采用了国产分散控制系统，国产分散控制系统自此开始在大型火力发电机组上得到大范围的应用。进入21世纪，各辅助车间系统的控制由分设控制点和控制系统发展为控制点合设、各控制系统联网，逐步形成了多台机组的锅炉、汽轮机、发电机、全厂各辅助车间、升压站在集中控制室集中监视和控制的模式。一台单元机组运行中以一个操作员为主，分散控制系统的应用范围已覆盖了炉、机、电和辅助车间系统的监视和控制。现场总线技术、无线仪表、优化控制技术等多种数字化技术的应用以及机组自起停系统的应用，使火力发电厂控制技术达到了确保大容量、高参数机组安全、稳定和经济运行的水平，并实现了高度自动化。

环境保护措施加强 随着环境保护标准日趋严格，火力发电厂的污染物治理措施不断加强，其中对火力发电厂烟气中的烟尘、二氧化硫、氮氧化物等大气污染物进行治理，使其排放可以满足所在国家或地区的环保标准要求是污染物治理的主要内容。

烟尘排放控制技术经历了水膜除尘器、静电除尘器、袋式除尘器的发展历程，除尘效率从70%提升到99.99%。二氧化硫排放控制技术自问世以来，世界各国多以石灰石/石灰-石膏湿法烟气脱硫技术为主，其脱硫效率可达98%；由于这项技术要耗费大量的水资源，日本、德国等国家研究采用活性焦干法脱硫技术，并已在部分电厂采用。氮氧化物排放控制技术主要采用低氮燃烧技术（脱硝效率25%～40%）、选择性非催化还原（SNCR）技术（脱硝效率25%～40%）和选择性催化还原（SCR）技术（脱硝效率80%～90%）。

中国政府于2011年颁布了GB 13223—2011《火电厂大气污染物排放标准》，对烟尘、二氧化硫、氮氧化物的排放浓度限值进行了严格规定，相应排放限值均达到或严于发达国家或地区的标准。中国火力发电厂烟气治理技术不断升级，电厂中除采用常规的静电除尘技术外，还采用了布袋（含电袋）除尘技术、湿式除尘技术等，开展了燃煤电厂超清洁排放研究，目的是使其污染物排放达到燃气轮机排放水平，并已在部分项目上应用。

随着对污染物排放影响认识的深入，欧美等发达国家对燃煤电厂汞等重金属排放限值做出了规定，中国在GB 13223—2011中也首次提出汞的排放限值。

内燃机发电技术的发展

内燃机发电技术是指将液体或气体燃料在内燃机气缸内燃烧，经压缩、燃烧、膨胀、排气等过程，周期循环，不断将燃料的化学能转化为热能，进而转化为机械能并带动发电机输出电力的发电方式。内燃机发电具有热效率高、燃料适应性强、结构紧凑、安装简便、运行灵活等优点，因而被广泛应用。在100多年的发展历程中，内燃机单机发电功率从最初的1kW发展到68MW，热效率从最初的4%发展到45%，主要作为孤立电源和应急电源而被现代电厂广泛采用。由于间歇换气以及制造技术的制约，内燃机单机功率的提高受到一定的限制。

随着世界范围内常规天然气、煤层气和页岩气的大规模开发，以燃气内燃机作为原动机

的分布式能源供应系统具有广阔的发展空间。截至 2011 年底，世界上最大的**内燃机发电厂**是中国山西晋城寺河煤层气发电厂，总装机容量 120MW，安装 60 台 1.8MW 内燃机发电机组和 4 台 3MW 凝汽式发电机组。

燃气轮机发电技术的发展

燃气轮机发电技术是指利用液体或气体燃料，在燃气轮机燃烧室中燃烧，将燃料的化学能转化为热能，进而转化为机械能并带动发电机输出电力的发电方式。燃气轮机发电机组能在无外界电源时快速起动，可以用作紧急备用电源和电网调峰机组，也可承担基本负荷和中间负荷。

提高燃气轮机性能的关键是提高燃气轮机初温和增大压缩比。早期的燃气轮机初温为 600～700℃，压缩比在 10 以下；主流燃气轮机（F 级）的初温达 1300℃，压缩比达 15～17；先进燃气轮机（H 级）的初温已发展到 1430～1500℃，压缩比可达 23～30。燃气轮机的排气温度较高（450～600℃），利用排气余热产生蒸汽，驱动汽轮机发电，组成燃气-蒸汽联合循环发电，可大大提高发电效率（联合循环效率可达 60%）。截至 2011 年底，世界上燃气-蒸汽联合循环单轴机组最大功率已达 570MW（SGT5－8000H），安装在德国巴伐利亚的易欣（IRSHING）电厂，热效率达 60%；最大的燃气-蒸汽联合循环发电厂是中国香港**龙鼓滩发电厂**，全厂总发电装机容量为 2500MW，安装 8 台 312.5MW 机组；中国大陆最大的燃气-蒸汽联合循环发电厂是**福建莆田发电厂**，全厂总发电装机容量达 1560MW，安装 4 台 390MW 级机组。

美国、日本和德国的燃气轮机技术发展较快。进入 21 世纪以后，中国的燃气轮机发电技术快速发展，通过与国外燃气轮机制造企业的合作，促使其转让重型燃气轮机制造的相关技术，提高了中国燃气轮机产业的制造水平，众多燃气-蒸汽联合循环发电项目相继投产发电。

整体煤气化联合循环发电技术的发展

整体煤气化联合循环（IGCC）发电技术是将煤碳气化、净化与燃气-蒸汽联合循环发电相结合的一种洁净煤发电技术，以其清洁、高效、节水的特性备受关注。整体煤气化联合循环发电技术的开发和研究始于 20 世纪 70 年代。1984 年，美国在冷水电厂（Cool Water Plant）建成了世界上第一座完整地进行工业性试验研究的整体煤气化联合循环机组，在证实了整体煤气化联合循环发电技术的可行性并取得了有关试验数据后停运。20 世纪 90 年代中期，美国和欧洲先后投运了 4 座 250MW 级的整体煤气化联合循环示范电站，分别为坦帕（Tampa）电厂、沃巴什河（Wabash River）电厂、比赫讷姆（Buggenum）电厂、普埃托拉诺（Puertollano）电厂，气化炉都采用氧气气化方式，净效率在 40%左右。2007 年，日本投产了 250MW 级的勿来（Nakoso）IGCC 电厂，气化炉采用空气气化方式，试验运行时净效率达 42.9%。

中国自 20 世纪 90 年代中期开始，开展了整体煤气化联合循环有关技术的研究，特别是近十多年来，随着各种不同气化工艺和装置、大型蒸汽-燃气轮机组成的联合循环发电装置的引进，以及几十套煤气化装置和联合循环发电装置的陆续建成投产，中国在整

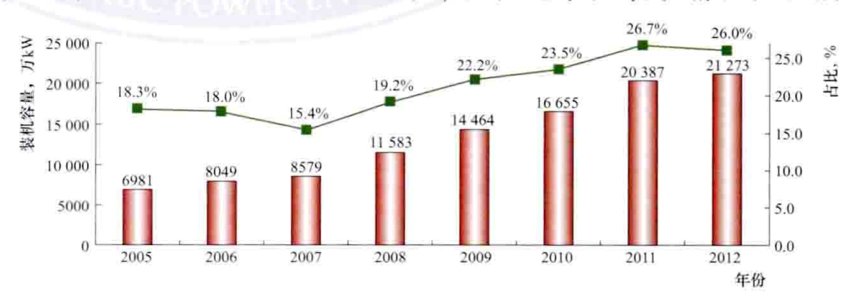
体煤气化联合循环发电技术的设计、建设和运行等方面，积累了丰富的经验。2009年，中国自主知识产权的250MW级整体煤气化联合循环示范电站工程在天津开工建设，2012年11月建成投产，设计净效率达41%。

经过30多年的示范与发展，整体煤气化联合循环已具有更大容量和更好性能的气化炉、更大容量和更高效率的燃气轮机（F级），以及中温除尘和脱硫设备，目前已能设计与建设净效率在42%～46%、单机容量为500MW的整体煤气化联合循环项目。整体煤气化联合循环的环保性能优异，特别是能实现**燃烧前脱碳**的要求，通过与**二氧化碳捕集利用与封存**（CCUS）技术结合，能够在一定程度上降低发电成本。美国正在加紧研究新一代整体煤气化联合循环＋二氧化碳捕集利用与封存（IGCC＋CCUS）的技术，在满足环保更高要求的同时，力求进一步提高效率和可用率，降低比投资费用和发电成本。

热电联产技术的发展

热电联产技术将高品位的热能用于发电，低品位的热能用于供热，实现了能源梯级利用，是一种高效率的能源利用形式。热电联产机组主要类型有抽凝机组、背压机组和低真空循环水供热机组（见**热电联产电厂**）。俄罗斯和北欧各国的热电联产技术发展较好，其大型热电厂普遍采用大型高效热电机组或背压机组，运行效率高，如丹麦在1990～1995年期间批准建设的1500～2000MW新建电厂中，全部为热电联产电厂，热电联产机组的容量在整个发电装机容量中的比例达到66%。

中国从20世纪50年代开始发展热电联产技术，尤其是进入21世纪后，随着经济、社会的快速发展，城镇化和工业化进程逐步加快，热电联产项目的建设步伐明显提速，单机容量50MW及以下背压机组、300MW亚临界及350MW超临界热电联产技术已大规模采用。截至2012年底，热电联产装机已达2.127 3亿kW，占同口径火电装机容量的26%，占全国发电机组总容量的18.56%。2005～2012年中国热电联产装机情况如图所示。除了供热、供电外，以热电厂为热源，采用溴化锂吸收式制冷技术提供冷水的热电冷多联产系统也在逐步发展。随着天然气管网的不断完善和微型燃气轮机的出现，**分布式热电冷三联供能源系统**逐步得到发展，为楼宇或园区供热、供冷和供电。



2005～2012年中国热电联产装机情况

展　望

世界各国能源发展的事实表明，随着经济和技术的发展，发电用能源在一次能源消费总量中的比例不断增长。尽管受到日益严格的排放标准的约束，火力发电仍将在世界发电能源结构中占有重要地位，根据美国能源部信息局（EIA）的预测，在未来很长一段时期内，火力发电量所占的比例将持续超过60%。

蒸汽动力发电技术在长期发展中不断完善，是最为成熟和可靠的发电技术，将继续在火力发电领域中占据主要地位。在可预见的将来，进一步提高蒸汽参数（包括610、

620℃）的超超临界发电技术将得到快速发展；以700℃为标志的新一代超超临界发电技术研发稳步推进，在取得示范验证后蒸汽动力发电技术将会发生根本性改变。

随着世界范围内常规天然气、煤层气和页岩气的大规模开发，以燃气内燃机及小型、微型燃气轮机作为原动机的分布式能源供应系统将会得到快速发展；效率更高的大型燃气-蒸汽联合循环发电技术，也将快速发展。

整体煤气化联合循环发电技术具有高效、节能、环保的特点，特别是在燃烧前脱碳方面优势明显，在解决可用率低、投资高等问题后，将会得到更快的发展。

可以预见，火力发电技术将迎来一个更高效、更节能、更环保的快速发展时代。



火力发电卷

第一版前言

电力是现代人类文明社会的必需品，而火力发电则是电力生产的主要组成部分。火力发电是指使用化石燃料（即古代生物长期埋藏在地下转变而成的煤炭、石油和天然气），通过燃烧释放出热能加热工质，再通过热力原动机驱动发电机发电的发电方式。火力发电的原动机主要是蒸汽动力机械，即锅炉和汽轮机；其次为外燃燃气动力的燃气轮机，只有很小部分使用内燃机。目前世界上多数国家电力生产都以火力发电为主，1990 年世界总发电量约 12 万亿 kW·h，其中火力发电量约占 63.6%。中国电力工业的装机容量和发电量中，火电份额长期分别保持在 70%和 80%左右。

火力发电的发展过程

以蒸汽动力发电为代表的火力发电，从 1875 年在法国巴黎北火车站出现第一座火电厂至今已有百余年时间，其发展过程可分为蒸汽机时期、汽轮机时期和 70 年代以后的革新时期。

蒸汽机时期 蒸汽动力的应用早在 17 世纪已经开始，18 世纪后期英国人 J. 瓦特改进蒸汽机，19 世纪进入蒸汽机应用和发展时期。随着早期发电机和电弧灯、白炽灯的发明，1875 年开始的火力发电原动机只能选择早已成熟的蒸汽机。以后电动机和生活用电的发展使电力负荷增长，蒸汽机的单机容量逐渐增大。蒸汽机的缺点是蒸汽参数不能太高，温度不能超过润滑油的闪点，而且转速有限，妨碍了功率和效率的进一步提高；另就是到了容量数千千瓦水平时，性能明显不如汽轮机。20 世纪初在火力发电中蒸汽机逐渐被汽轮机所取代，然而在一些小城镇中蒸汽机发电一直延续到 20 世纪的30～40 年代。

汽轮机时期 20 世纪迎来汽轮机发电的飞速发展时期。发展的标志是单机容量的增大和蒸汽参数的提高。单机最大容量 1904 年时为 10MW，1912 年增大到 25MW，1925 年为 100MW，1930 年为 200MW；随着第二次世界大战后世界经济的大发展，1955、1960、1965 年和 1973 年分别投运了 300、500、1000MW 和世界目前最大的 1300MW 机组。在单机容量增大的同时，蒸汽参数也相应提高。机组平均使用的主蒸汽压力和温度，20 世纪初为 0.8～1.0MPa、250～370℃；30 年代为 1.5～3.0MPa、400～430℃；40 年代为 3.0～8.0MPa、430～500℃；50 年代跃升为 8～14MPa、500～538℃以及亚临界压力（～17MPa）和超临界压力（～24MPa）、538～566℃，并采用一次甚至二次中间再热。60 年代以后蒸汽压力没有提高，汽温稳定在 538～566℃。在这个发展时期有些试验机组的蒸汽参数超过了上述数据，其中最突出的莫过于 1960 年投运的美国埃迪斯通发电厂的一号机组，容量为 320MW，主蒸汽参数为 34.5MPa、650℃，二次中间再热，再热汽温为 600℃。随着单机容量和蒸汽参数的提高，机组的热效率也逐步改善，20 世纪初仅为 10%左右，1930 年达 23%，1940 年接近 30%，1950 年约 35%，1960 年以后接近 40%。

火力发电革新时期 70年代以后火力发电进入一个新时期。这时期单机容量不仅没有增长，反而回落；蒸汽参数也没有继续提高，例如美国超临界压力机组在新机组中的份额甚至有所下降。在这种情况下，再加上环保问题日益受到重视以及石油价格暴涨对火力发电的冲击，迫使人们努力探索提高热效率的新途径。许多国家、制造厂和科研单位投入了大量人力物力进行研究，谋求对策。

提高热效率是火力发电坚持不渝的目标。制造厂从改进发电设备的设计和工艺着手，改善机组热效率及其运行性能，取得了明显效果。同是亚临界压力机组，现在的热效率比早先的相对提高了2%以上，机组的运行可靠性和灵活性也大为改观。蒸汽参数经过了一段踏步不前的时期后，世界一些著名的厂家和科研单位再次注意开发超超临界压力机组。最近日本川越发电厂投运了两台燃用液化气的700MW超超临界压力二次中间再热机组，使热效率有较大提高。采用燃气-蒸汽联合循环提高机组热效率的技术，在这一时期也取得长足的进展。由于燃气轮机的改进和燃气初温的提高，由先进的燃气轮机与汽轮机组成的联合循环机组，热效率已超过50%，甚至达55%，世界上已有多座容量超百万千瓦的联合循环电厂在运行。

石油价格暴涨对电力工业产生的冲击不仅是电力成本上升，也迫使改变发电能源结构和寻求石油的替代能源，此外还推动了节能技术的进步，导致一些发达国家的电力需求增长速度放慢。寻求石油的替代能源的努力是多方面的。仅就代替锅炉燃油而言，有名噪一时的油煤浆（COM）和高浓度煤水浆（CWS），希望煤浆能像液体燃料那样方便运输、储存和喷燃。与之同时有些国家和地区还进行油改煤的试点，即将原设计的烧油锅炉改烧煤。这些活动以后都因世界油价回落和其他技术经济原因而趋于低潮。然而发电能源转向煤炭已成为今后火力发电的一个重要动向。

煤炭是火力发电的主要燃料。燃煤机组容量增大之后燃烧过程中排放的粉尘、灰渣和烟气对环境产生不容忽视的影响。静电除尘器和布袋除尘器的开发，使粉尘问题得到基本解决。灰渣综合利用历来受到重视，再加以合理堆放，覆土造地，注意灰水处理，使灰渣问题不再突出。二三十年来人们为解决锅炉燃烧生成的硫氧化物和氮氧化物的污染问题取得很大进展。例如开发了选择性催化还原脱氮技术和低氧化氮燃烧器，限制了氧化氮超标的旋风炉和液态排渣炉，使氮氧化物的排放得以控制；已有几种烟气脱硫方法在许多锅炉上应用；燃烧中脱硫的流化床燃烧锅炉和炉内喷钙也取得成功。

已经开发的脱硫和脱氮方法不仅要增加火电厂的建设费用，还要增加运行和维护费用。这就迫使人们继续寻求更为经济有效的低污染的煤炭燃烧技术。于是一个称为煤炭清洁利用技术的庞大开发计划在各国推行。其中大规模进行发电试验的是煤气化联合循环和压力流化床联合循环装置。同时还涌现了多种其他煤炭清洁燃烧发电新方案，如直接燃煤的燃气-蒸汽联合循环、整体煤气化增湿燃气轮机和整体煤气化燃料电池等。预计不久的将来，以燃气和蒸汽循环相结合或超超临界参数蒸汽循环的燃煤、高效、低污染新一代火电机组将在电力工业中崭露头角。

现代火力发电

经历了百余年的进步发展，今日的火力发电已与昔日大不相同。其特点主要表现在普遍采用大容量、高参数的发电设备；燃料构成发生变化，更趋向于燃用煤炭；火力发电引起的环境影响问题得到重视和治理；具有很高的监测和自动化水平；机组的运行性能大为改善；燃气轮机和联合循环发电的崛起，在火力发电中占有一定份额。

采用大容量高参数的蒸汽发电机组 作为公用火力发电厂主力的蒸汽动力设备的经济性，取决于采用的发电机组的单机容量及其蒸汽参数的高低。以前曾因机组容量受电力系统负荷和容量的限制不能过大。然而电力工业发展到今日，系统已有足够的负荷和容量以适应大机组的运行。所以目前较多采用的单机容量在300MW以上，一般约为500～800MW，蒸汽参数采用亚临界或超临界压力，温度为538～566℃，由2台乃至8台或更多的机组组成火力发电厂。

煤电比重提高，增加了火电技术的复杂性 火力发电厂使用石油或天然气较煤炭有利得多。20世纪60年代中东充足而且廉价的石油促进了一批燃油发电厂的发展。然而两次石油价格暴涨，使一些依赖石油进口发展电力工业的国家认识到燃料来源和发电能源要多样化，同时也使世界各国重新认识发展煤电的重要性。燃煤发电不仅会带来一定的环境保护问题，也增加了锅炉运行和检修的难度。一般锅炉按一定煤种设计，煤种如有差异锅炉运行困难。但大容量锅炉耗煤多，在长期运行中很难一贯按设计煤种供煤，因而煤种多变是现代火电厂面临的大问题，增加了火电技术的复杂性。

积极治理火电的环境污染 工业的发展带来对环境的严重影响，其中火力发电，特别是燃煤锅炉是重要的污染源之一，环境问题普遍引起各国公众的关注。在科技发展为治理环境积累了丰富的经验，而且经济力量已有雄厚基础的前提下，有关当局制订了越来越严格的环保法规，使现代火电厂在粉尘、灰渣和酸性排放方面都要采取措施予以限制或治理。以其中最难治理的烟气中硫氧化物为例，欧洲共同体各国和美国都将全国锅炉硫的总排放量加以限制，迫使不仅所有新锅炉都要脱硫，而且还要逐步将未脱硫的老锅炉改装脱硫。

高度自动化水平 现代大容量高参数火电机组需要监视的信号超过2000点，需要操作的阀门和挡板超过500个，必须要有完善的检测和控制手段，对发电过程中的各种参数进行自动检测、顺序控制和自动调节，使生产过程按规定正常进行，如有异常则可自动保护。现代火力发电厂已普遍采用计算机对锅炉、汽轮机、发电机运行实行监控；并利用数字技术或模拟技术实现机炉协调控制、锅炉调节控制、炉膛安全监控、汽轮机自起停控制、主汽旁路控制以及许多辅机的顺序控制和就地控制。

运行性能大为改善 由于在发展大机组过程中遇到等效可用系数降低的问题，从而使大家认识到可靠性是发电设备极为重要的技术性能。可靠性差的机组平均热

耗率也差，而且要损失电量和增加电力系统的备用容量。还有因为电力系统中火电比重增大，调峰问题突出，要求火电的大容量新机组也要担任调峰或两班制运行。经过几十年的努力，高参数大机组的可靠性已大为提高，并能满足电力系统调峰要求。

燃气轮机的崛起 燃气轮机经过多年的改进，燃气温度、单机容量和热效率大幅度提高。单机容量已超过200MW，热效率超过35%，并有良好的安全运行纪录，加以具有建设周期短和用水少等优点，近来在世界各地得到很大发展。特别是效率高调峰性能好由多组燃气-蒸汽联合循环装置组成的大规模联合循环发电厂已在许多国家投入运行。

火力发电的学科分类和本卷条题框架

电力属于电机工程学科，火力发电中的热机则属于热力工程学科，可归入机械工程类。但火力发电是一个复杂过程，其理论基础是热工学，但在发电设备和发电厂的设计以及运行中还包括了许多学科，如力学、化学、金属材料和土木建筑中的许多分支。除火力发电本身属于热力工程、机械工程和电机工程学科之外，还包括化学工程、仪表和自动化工程和冶金工程等许多工程技术领域。因此，火力发电作为一门工程技术包括的内容非常丰富，所以本卷对有关内容采取了从学科、工艺流程以及建设和生产全过程等三方面出发，交叉进行处理，共设置了12个分支。

第一分支概论，介绍火力发电的概念，包括燃料构成，各种发电方式，它们的技术进展情况、技术经济性能，以及世界和中国较典型的发电厂。

第二分支热工学基础，介绍热功转换和传热的有关基础理论。

第三、四、五分支分别介绍火力发电三大主机——锅炉、汽轮机、发电机及其配套辅机和升压站设备的构造和工作原理。

第六分支火力发电厂设计，介绍厂址选择、主设备选择、全厂总体规划、主厂房布置、燃料储运、除灰除渣、供水、厂用电系统、电气二次回路以及其他辅助系统的设计问题。

第七分支火力发电厂施工，介绍施工机械、施工技术、主辅机安装以及起动调试交付商业运行全部过程的有关知识。

第八分支火力发电厂运行，介绍火电厂三大主机及其辅机的正常、异常运行，常见故障和处理以及试验、维修等运行管理和技术管理方面的知识。

第九分支火力发电厂自动化，介绍火电厂的检测仪表和各项自动控制、调节、保护和报警装置以及应用数字计算机于电厂生产过程控制等方面的内容。

第十分支电厂化学，介绍电厂水处理、汽水监测、防腐以及油务管理和燃料质量监督等内容。

第十一分支金属监督，介绍有关电厂的金属知识和金属材料的性能及其试验分析、监督和探伤方法以及发电设备寿命监测和延寿的知识。

第十二分支环境保护，介绍火电厂对环境的影响及其治理的知识。

本卷的成书，是在全国许多单位的大力支持和帮助下才得以顺利进行的，这些单位或在人力物力上给予支持，或帮助我们组织力量进行审稿，或为本卷书稿的编撰和

审稿提供工作条件，在此我们向这些单位：电力规划设计总院、清华大学、西安热工研究所、哈尔滨电站设备成套设计研究所、哈尔滨锅炉厂、东方锅炉厂、华东电力设计院、上海电机厂、西北电力设计院、上海电力建设局、西北电力建设局、东南大学、南京电力环境保护研究所、国家环境保护局以及四川省电力工业局等表示感谢。尹孔殷同志参与了卷编审领导小组对本卷的最终修改加工和汇总定稿工作。

火力发电卷（第一版）编审委员会

1993年10月

• 火力发电卷 •

第二版前言

《中国电力百科全书·火力发电卷》第一版的取材，基本上截止到1990年底。此次修订工作在1999年完成，第二版资料基本截止于1998年底。

在这八年中，世界电力工业继续得到发展。作为国民经济发展的支柱，全世界各国的发电量，从1990年的11 803TW·h增加到1998年13 300TW·h。而在发展中国家，增加尤其迅速。如中国的发电量（未计入港、澳、台地区数字），即从1990年的621.3TW·h增加到1998年的1157.7TW·h。燃用化石燃料的火力发电，在整个发电量中依然占有主导地位。在世界各式各样的发电量中，火力发电（包括煤、油、气三种燃料）占有64%的份额，在中国，则占有80%左右的份额。根据国际能源机构（IEA）的预测，在2020年以前，此种情况不会有太大的改变（见火力发电）。

在这八年中，世界能源委员会（WEC）于1995年和1998年分别在日本东京和美国休斯敦召开了两次大会。各国对能源工业的可持续发展十分关心，减少粉尘、SO_2、NO_x和CO_2排放的呼声日益强烈。特别是联合国环境与发展大会（UNCED）于1992年由166个国家签订联合国气候变化框架公约（UNFCCC），其第三次缔约方会议（COP3）于1997年先后在日本京都召开，各工业国家承担了在2008～2012年期间内，温室气体（主要是CO_2）的排放比1990年平均减少5.2%的义务。为此，各工业国家都先后制订了控制排放的计划。中国从1997年起实施新的火电厂污染排放标准，制订了到2010年火电厂粉尘和SO_2的减排计划，并对发电能源结构进行了调整。2000年4月又颁布了修订后的《中华人民共和国大气污染防治法》。

在这八年中，世界各国电力工业的体制开始发生巨大变革。发电企业从管制性的公用事业，逐步转变为放松管制、以竞争性电价上网的独立企业。大量的独立发电商（IPP）开始出现。中国已制订了规划，计划在2010年以前进行厂网分开、竞价上网的试点，准备在2010年以后全面实施。由于体制的转变，使发电企业在努力控制投资，合理缩短工期，提高运行水平，以求降低发电成本方面，得到极大的推动力。

在火力发电技术方面，这八年中相应发生了显著的进步和变化。主要表现在：

（1）常规的蒸汽发电技术方面，大容量高参数高经济性的机组，得到快速的发展。1000MW级超临界压力24.5MPa、600/600℃机组已经投产，～630℃的机组有望在2010年以前投产。由于发电机组设计和制造技术的不断提高，新的高温金属材料的成熟和应用，使燃煤机组的净效率由1990年的39%（低位发热量为基准）左右逐步提高到45%左右，而机组的可用率则基本保持在同一水平上。

（2）洁净煤发电技术的开发和应用正在加快，包括常规煤粉锅炉装设低NO_x燃烧系统、脱硫装置和脱NO_x装置，开发大容量的循环流化床锅炉、增压流化床锅炉和整体煤气化联合循环发电技术等，以降低火电厂污染物的排放，同时提高效率，降低CO_2的排放。

（3）燃气轮机和联合循环发电技术有了飞快的发展。特别是在20世纪90年代，天然气资源不断增加，天然气价格持续走低，以天然气为燃料的燃气轮机和联合循环发电厂，具有效率高、污染物排放低、初投资少、工期短以及易于调节负荷等优点，得到独立发电商的青睐，这种发电装置在整个发电装置中的比重不断增加。近年来这种趋势在北美、欧洲已形成一种潮流，据美国“动力”杂志2000年3/4月号报道，美国新开发的150座以上电厂，近100GW容量，几乎全部是燃气轮机和燃气-蒸汽联合循环机组。各大制造厂的燃气轮机订货，已排产到2002年以后。预计在2020年以前这种状况将不会改变。

（4）火电厂自动化技术发展迅速，已经成为现代火电厂的一个标志。随着电厂容量的增大，对机组运行可靠性和经济性提出了更高的要求，而计算机技术和网络化技术的发展，使新建成的电厂得以逐步实现机组较高级的自动控制。老电厂改造时也往往把自动化系统的改造列为重点之一。

（5）热电联产技术继续受到重视。除区域性热电厂外，利用天然气及其他能源的分散型热、电、冷三联供装置正在得到发展，使能量的转换在用户附近实现，从而提高可靠性和经济性，这项技术有可能成为21世纪发展热点之一。

（6）在运营管理上，发展了寿命管理技术，并将以时间为基准的定期计划检修发展为以设备状况为基准的状态检修，从而提高了机组可用率，达到延长设备寿命、提高出力和效率，以及降低发电成本的目的。信息技术的发展和电厂竞价上网的要求，推动了电厂监控信息系统和管理信息系统的开发，使电厂的经营管理达到新的水平。

根据以上情况，在组织第二版编写中我们将第一版的原有的十二个分支，扩充为十四个分支。将燃气轮机和洁净煤发电技术独立成为两个分支，并增加一些新的条目。新的分支条题名称见本卷条目分类目录。在本卷第二版全部1064个条目中，新增加的条目约占总条目的20%，经过大改的条目约占总条目的18%，经过适当修改的条目约占总条目的36%。在122幅彩图中，更新的有81幅。修订后的第二版，力求能反映当前的火力发电技术以及近期的发展趋势，使能对读者有所帮助。

本卷的修订工作，得到全国许多单位的大力支持和帮助，包括：电力规划设计总院、国家电力公司热工研究院、华东电力设计院、西北电力设计院、上海电力建设局、清华大学、东南大学、南京电力环境保护研究所、普华煤燃烧技术开发中心、东方日立锅炉公司、华能国际电力股份有限公司上海分公司、辽宁省电力公司、北京电力科学研究院等。在此表示深切的谢意。

火力发电卷（第二版）编审委员会

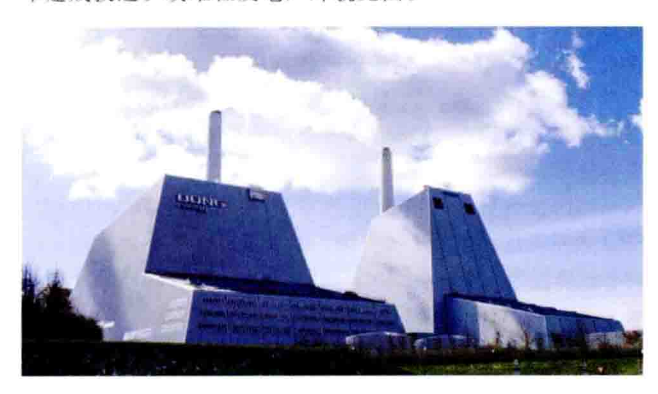
2000年7月

目　　录



Aiweidu Fadianchang

埃维杜发电厂 (Avedore Power Plant) 位于丹麦哥本哈根市以南埃维杜小岛。全厂安装2台热电联产机组，供电模式下的总供电功率为820MW，热电联供时供电、供热功率为700MW、875MJ/s。1号机组为250MW超临界机组，热电联供时的供电、供热功率为215MW、330MJ/s，1990年建成投运；2号机组由三大部分组成，以1台超超临界汽轮发电机组为核心，另有1台生物质锅炉和2台平行布置的燃气发电机组，供电模式下的总供电功率为570MW，热电联供时的供电、供热功率为485MW、545MJ/s，2001年建成投运。埃维杜发电厂外貌见图。



埃维杜发电厂外貌

1号机组锅炉以煤为主要燃料，也可燃烧重油，锅炉出口蒸汽压力/温度为24.5MPa/540℃，汽轮机主蒸汽流量为774t/h。

2号机组锅炉以天然气、重油或木屑颗粒为燃料，生物质锅炉燃烧秸秆和木屑颗粒，两台锅炉产生的蒸汽混合后进入蒸汽轮机；超超临界锅炉为直流本生(Benson)锅炉，蒸汽流量为1602t/h，蒸汽参数为30.5MPa/582℃/600℃，由丹麦FLS穆勒集团公司和丹麦BWE公司联合设计供货；生物质锅炉蒸汽参数与主锅炉蒸汽参数相匹配，压力/温度为31MPa/583℃，蒸汽流量为144t/h，由意大利安萨尔多公司(Ansaldo)和德国巴布科克-博尔西格公司(Babcock-Borsig)联合设计供货；蒸汽轮机为超超临界、一次中间再热、抽汽凝汽式、单轴、五缸四排汽汽轮机，海水冷却、一次循环，额定设计背压为2.3kPa(a)，主蒸汽参数为30MPa/580℃/600℃，最大发电出力为535MW，最大供热出力为620MJ/s，由意大利安萨尔多公司设计供货；燃气轮机只在负荷高峰期作调峰用，标准工况下发电功率为51MW，高温废气用于预热超超临界锅炉的给水，由英国罗尔斯-罗伊斯公司(Rolls-Royce)设计供货。由于机组采用海水冷却，冷却温度低(温度10℃)，因此2号机组具有较高的供电效率。无燃气轮机投运时，发电模式下供电效率达49.2%；有燃气轮机投运时，发电模式下供电效率达51%。

1号机组超临界锅炉和2号机组超超临界锅炉均采用低NO_x燃烧器，采用静电除尘器、选择性催化还原(SCR)烟气脱硝工艺和石灰石湿法烟气脱硫工艺；2号机组燃气轮机采用了“干式低排放”燃烧系统，以控制NO_x和CO的排放。

anquanfa

安全阀 (safety valve) 进口侧介质静压超过其起座压力整定值时能突然起跳至全开的自动泄压阀门，是锅炉等压力容器防止超压的重要安全附件。为限制工质排放损失，当压力恢复正常或稍低的压力后，应能自行关闭。起座压力与回座压力之差称为启闭压差。

锅炉用安全阀的总排放能力，一般均要求等于或大于锅炉的最大蒸发量。安全阀装设在锅炉锅筒、过热器出口和再热器出、入口联箱或管道上。锅炉上各安全阀起座压力的整定值有所区别，动作次序有先后，其中最高起座压力不高于工作压力的1.1倍。

按载荷控制方法和加载方式分类，最常见的安全阀有直接载荷杠杆重锤式安全阀、直接载荷弹簧式安全阀、先导式安全阀、动力控制泄压阀、带补充载荷的安全阀等。其中直接载荷弹簧式安全阀和动力控制泄压阀应用尤为普遍。在美国、加拿大、日本等国的法规中，明文规定不准采用上述两种以外其他类型的安全阀。

安全阀的排放量应由制造厂提供，如缺少资料可按下式计算：$E=0.235A(10.2p+1)K$，式中E为安全阀的理论排放量，kg/h；p为起座压力，MPa(表压)；A为安全阀排汽面积，为$\pi d^2/4$，mm^2；K为安全阀起座压力下蒸汽比体积修正系数。

按国际标准化组织(ISO)和美国机械工程师学会(ASME)规范，对安全阀的基本要求为：①起座压力允许偏差±1%；②启闭压差的允许范围为2.5%～7%，直流锅炉和再热器管道为10%及以下；③在90%起座压力下没有泄漏现象；④不应有频跳、颤振和卡阻等机械故障；⑤总排汽能力应在排除锅炉所产生的全部蒸汽时不致使压力升高超过锅炉设计压力的10%；⑥达到全行程时的超压应不大于起座压力的3%。

anquanfa jiaoyan

安全阀校验 (safety valve adjustment) 调整安全阀的整定值，使安全阀在锅炉压力达到该整定值时能自动开启，排除多余介质，保证锅炉安全运行。安全阀有杠杆重锤式、弹簧式和脉冲式等，中、低压锅炉一般采用前两种，高压以上锅炉采用后两种。此外，还有安全方式(防止系统超压)和调压方式(起座和回座压力随负荷变化而相应变化)两种运行方式的调节式再热器安全阀。

校验方法 分带负荷校验和不带负荷校验两种情况，前者改变汽轮机负荷以调节锅炉压力，后者改变锅炉燃烧率以调节锅炉压力。再热器安全阀校验一般在汽轮机起动前或停机后用一级或二级旁路和再热器向空排汽控制压力单独进

行。校验前需投入汽轮机盘车装置、凝结水、循环水及真空等系统。

杠杆重锤式安全阀校验　见图1，在测得喉部直径 d_1、阀杆和阀瓣等自重 G_1、杠杆重量 G_2 及重锤重量 G_3 之后，按整定压力 p 算出 $L_3=(p/4d_1^2L_1-G_1L_1-G_2L_2)/G_3$，校验时改变 L_3 使重锤施于阀瓣上的力与蒸汽托起的力相平衡。

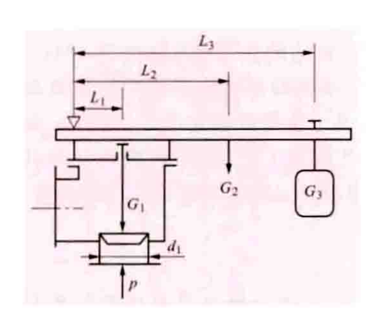


图1　杠杆重锤式安全阀校验图

弹簧式安全阀校验　见图2，调整弹簧调节螺杆，使弹簧作用于阀瓣上的力和蒸汽托起的力相平衡。有上下调整环和阀瓣背压调节装置的安全阀，对其下环的调整应使阀门在接近整定压力前不产生泄漏，达到整定压力时能迅速起座，而回座时又能起到缓冲作用；对其上环的调整应满足阀瓣的开启高度，最后调整阀瓣背压调节装置，使安全阀的起、回座压差达到要求。

脉冲式安全阀校验　见图3，校验前开启截止阀供气，调整弹簧式脉冲安全阀的弹簧压缩量或杠杆重锤式安全阀的重锤至支点的尺寸，要求在锅炉蒸汽压力达到整定值时脉冲安全阀动作。脉冲蒸汽进入主安全阀活塞缸，推动活塞使主安全阀开启。节流阀是主安全阀回座时活塞缸排汽的通道，调整节流阀的开度使主安全阀能迅速开启，并能缓慢回座，以防止密封面在回座时受撞击损伤。

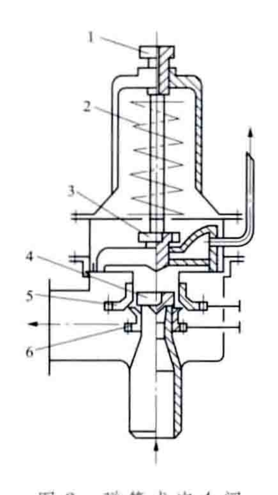


图2　弹簧式安全阀校验图

1—调节螺杆；2—弹簧；3—阀瓣背压调节装置；4—阀瓣；5—上调整环；6—下调整环

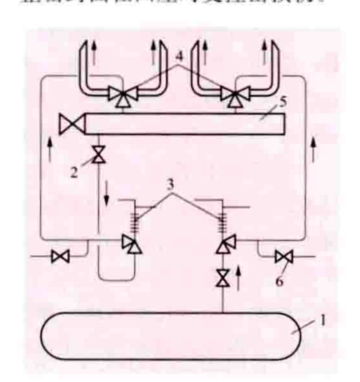


图3　脉冲式安全阀校验图

1—锅筒；2—截止阀；3—弹簧式脉冲安全阀；4—主安全阀；5—过热器联箱；6—节流阀

调节式再热器安全阀校验　机组热态运行时将安全阀切换至“测试”位，从低负荷至高负荷记录若干再热压力对应的安全阀动作压力，并在图表上画出，同时在横坐标上75bar（1bar＝10^5Pa）这一点整合出一条直线 Y，在直线 Y 的±3%处画出两根平行线 Y_1 和 Y_2，所有记录点应在 Y_1 和 Y_2 之间，如图4所示。

大型锅炉的安全阀还可利用液压顶升装置进行校验。具体做法是用液压顶升装置对安全阀附加一开启力，根据当时运行压力及液压顶升装置的油压计算出安全阀的动作压力值。

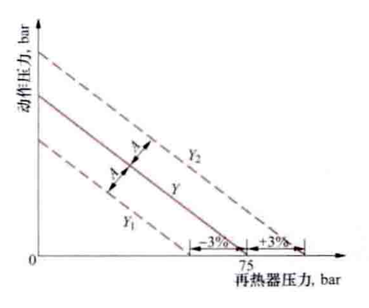


图4　调节式再热器安全阀起回座压力曲线

验收标准　包括：①起座压力应在整定值的±1%以内；②回座压力比起座压力小4%～7%，差值最大不超过起座压力的10%；③对于可调式再热器安全阀，如果实测数据均在 Y_1 和 Y_2 两根平行线之间，说明其弹簧压力整定值正确，符合设计和使用要求。

anquan xiangguan xitong

安全相关系统

安全相关系统　(safety-related system)　执行必要的安全功能，以使被保护对象处于安全状态的系统。当危险事件发生时，安全相关系统采取适当的动作和措施，防止被保护对象进入危险状态，避免事故危及人身安全，保护设备和财产不受损失。在不同应用领域，安全相关系统具有不同的名称和内涵。如在石油、化工领域，通常称为安全仪表系统（safe instrument system）、关键控制系统（critical control system）等；在火力发电厂内，通常称为故障安全系统（fail safe system）或功能安全系统。

应用安全相关系统是为了减少危险事件发生的概率，或降低危险事件造成的损坏，最终实现要求的安全目标。在火力发电厂中，炉膛安全系统（FSS）的功能是当锅炉发生危险情况（如炉膛压力过高）时紧急动作，使锅炉安全地停下来。因此，FSS具有安全相关系统的特征。（见炉膛安全监控系统）

用四级SIL表示安全相关系统实现风险降低的能力。SIL1表示可以将风险降低一级，相当于可以将一年发生一次的事故降低为十年发生一次；SIL3则表示可以将风险降低三级。SIL级别越高，技术系统越复杂，表示的安全级别越高。

中国火力发电厂所用的分散控制系统（DCS），最初由美国引进，系统中并没有专门用于安全保护功能的子系统或专用控制器，提高可靠性的办法通常是采用硬件的冗余配置，如控制器的冗余，电源模件、通信总线的冗余，以及I/O模件的冗余等。

20世纪90年代以后，火力发电厂DCS的应用范围进一步扩大，发电机-变压器组和厂用电源系统、旁路系统、空冷系统、脱硫系统的监控功能全部纳入DCS。汽轮机数字式电液控制系统和给水泵汽轮机控制系统、汽轮机危急保护系统（ETS）也纳入DCS。但在DCS中，单元机组的控制和保护功能均由相同的通用控制器来完成。

在火力发电厂中，锅炉、汽轮机和发电机这三大主机设备的运行事故可能对人身和设备造成重大危害。因此，要求停炉、停机的保护系统具有高安全性能，即在任何情况下均能将锅炉和汽轮机置于安全状态（不能拒动）；同时，考虑到社会效益和经济效益，还要求锅炉和汽轮机的保护系统具有高可用性（不能误动）。在火力发电厂中，锅炉炉膛安全系统和汽轮机危急保护系统（ETS），是对系统的可靠性和可用性要求最高的设备，在DL/T 5000—2000《火力发电厂设计技术规程》中，仅提出机、炉保护系统纳入DCS时，应单独冗

余设置逻辑控制器，并未对采用的硬、软件做出专门规定。在GB 50660—2011《大中型火力发电厂设计规范》中，已经明确火力发电厂的锅炉和汽轮机保护系统推荐采用SIL3级安全相关系统。国际上，欧洲通常是全部炉膛安全监控系统（FSSS）均要求采用安全相关系统，但在美国及其他国家，仅要求炉膛安全系统（FSS）采用安全相关系统。

火力发电厂中的一些辅助车间，如制氢站、联合循环电厂的天然气增压站等，一旦发生事故，也具有很大危险性，随着对安全相关系统认识的不断深入，要求也会逐步增加，最终将覆盖所有可能产生危险的场所。

an chuli

氨处理 (ammonia treatment) 向锅炉给水中加入一定浓度的氨调节pH值，以防止设备金属腐蚀的一种技术措施。火电厂调节给水pH值的方法，除加氨外，也可添加其他挥发性碱性药剂，如吗啉、环己胺、乙醇胺等。中国火电厂均采用氨处理。

运行中，按锅炉机组所规定的pH值，控制加氨量。氨的浓度与pH值的关系为$pH = 8.942 + \lg(\sqrt{1+13.43c}-1)$，$c$为氨的浓度，单位为mg/L。

中国老机组的低压加热器大多采用铜管，给水的pH值不宜过高，以避免铜制热交换器管发生氨腐蚀。但是，为了抑制高压加热器碳钢管的腐蚀，又要求给水pH值高些。为此，不少电厂采取两级加氨的方式，即先后在锅炉补给水除盐装置或凝结水净化装置出水管道上加氨，在除氧器的出水再次加氨，最后达到所要求的规定值。两级加氨量的多少，可按给水系统加氨调整试验结果，确定加药点和加药量，兼顾给水中铁和铜的含量最低。

给水氨处理不仅能防止水中游离二氧化碳对热力系统金属的腐蚀，减少水汽系统的腐蚀产物，也能相应地减缓锅炉受热面的结垢速度，而且不增加水中的含盐量。但是，必须在锅炉补给水和凝结水等带入二氧化碳很少的基础上进行给水的氨处理。否则，由于加氨量较多，黄铜管凝汽器发生腐蚀的可能性也较大，特别是在凝汽器的空气抽出区，将造成液膜中氨的浓缩，形成氨腐蚀。此外，加氨量较多，还会缩短凝结水混合床处理装置的运行周期，造成频繁的再生操作，并浪费化学药品。

anfa tuoliu

氨法脱硫 (ammonia FGD) 用氨作为吸收剂对烟气进行洗涤吸收的脱硫工艺。氨法脱硫的特点是脱硫效率高（一般在95%以上），煤种适应性广，不产生废水等二次污染，副产品可达到等级标准的硫酸铵化肥，也可以作为氮磷钾复合肥的配料。

工艺原理和流程 脱硫系统主要由吸收塔、氨供给系统和副产品加工系统组成。典型工艺流程如图所示，由锅炉来的烟气进入吸收塔与硫酸铵浆液逆流接触降温，再进入吸收段与碱性氨基吸收液接触，SO_2被充分吸收后，经水洗、除雾器脱除夹带的液滴，净烟气排放。吸收液吸收SO_2后回流到氧化段，与氧化空气接触，使吸收液中的亚硫酸铵和亚硫酸氢铵得到充分氧化生成硫酸铵。吸收和氧化的主要化学反应为

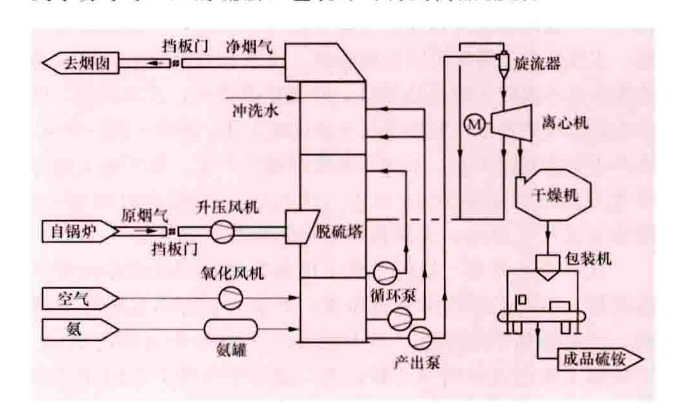
$$SO_2 + 2NH_3 + H_2O \longrightarrow (NH_4)_2SO_3$$

$$SO_2 + NH_3 + H_2O \longrightarrow NH_4HSO_3$$

$$(NH_4)_2SO_3 + 1/2O_2 \longrightarrow (NH_4)_2SO_4$$

$$NH_4HSO_3 + NH_3 + 1/2O_2 \longrightarrow (NH_4)_2SO_4$$

含硫酸铵晶体的浆液经旋流器分级、离心机固液分离，形成湿硫铵，母液返回脱硫系统。湿硫铵经干燥机干燥，得到水分小于1%的硫铵，包装即可得到商品硫铵。



氨法脱硫工艺流程图

应用与发展 氨法脱硫是由德国的瓦尔特公司（Walther & Cie AG）首先研究开发的，1983年首次应用于曼海姆（Mannheim）电厂一台475MW机组（处理50%烟气量）。但由于未能从烟气中将洗涤过程残留下来的氨气溶胶分离出来，造成排烟中氨含量较大，在烟囱出口形成蓝色烟羽，该系统被迫于1988年停运。该系统累计运行约2.5万h；进口SO_2平均浓度为2200mg/m³，出口最大SO_2浓度为200mg/m³。1988年又在德国卡尔斯鲁厄（Karlsruhe）热电厂一台190MW液态排渣锅炉上安装了一套氨洗涤法脱硫系统（并带脱NO_x装置）。通过总结曼海姆电厂的经验，对脱硫系统和洗涤塔结构进行了很多改进，包括在出口侧加装湿式静电除尘器，使烟气中的氨逸出量降低到7mg/m³（标准状态），解决了可见彩色烟羽的问题。6年的运行经验（运行超过3万h）证明，该工艺能够可靠运行：原烟气SO_2浓度为2600mg/m³，处理后系统出口SO_2浓度小于200mg/m³。20世纪90年代初，美国通用电气环保公司联合其他公司也试验开发了自己的氨洗涤烟气脱硫工艺，并于1996年设计安装第一套商业规模（相当于300MW电功率）的装置。国际上研究氨法烟气脱硫技术的公司有美国的GE、Marsulex、Pircon、Babcock & Wilcox；德国的Lentjes Bischoff、Krupp Koppers；日本的NKK、IHI、千代田、住友、三菱、荏原等。

在中国，氨法烟气脱硫技术首先用于硫酸行业，主要用于制酸尾气的吸收治理。20世纪80年代中后期，火电厂氨法烟气脱硫工艺取得了较大的发展，形成了较多种类的湿式氨法烟气脱硫工艺，包括改进型简易氨法烟气脱硫技术、类似石灰石-石膏法的氨法烟气脱硫技术、引进国外的氨法烟气脱硫技术、多段复合型吸收塔氨法烟气脱硫技术。截至2010年，采用氨法脱硫机组的总容量超过10 000MW，占加装脱硫装置机组总容量的2%，最大处理容量为300MW等级。

anbian bengfang shigong

岸边泵房施工 (bank side pump house construction) 大、中型火电厂，一般常采用岸边水泵房供水方式，即将

水泵房布置在水源岸边或防洪堤的外侧，泵房地面以下的深度可达20～30m，甚至更深，施工难度大。常用的泵房施工方法有大开挖整体浇筑法、沉井及沉箱法和地下连续墙法几种。

大开挖整体浇筑法　通常先筑围堰（土石围堰应在中间设置防渗措施）或打设钢板柱等，使水不致进入施工区域，然后进行降水、基坑开挖和地下结构施工。基坑在不打设钢板桩开挖时，应视地质条件合理设置边坡进行大开挖，并注意防止滑坡。水泵房地下结构可以分段浇筑。水泵房的混凝土按水工建筑要求进行混凝土配合比设计，除满足强度外，还有抗渗、抗冻等耐久性的要求。底板混凝土不留施工缝，采用一次性浇筑。墙体不留垂直施工缝，不允许有害裂缝的产生，水平施工缝的位置应高出底板面50cm以上，设在拉应力较小的断面处。墙体可采用支模法、大模板翻模法或爬模法施工。

沉井及沉箱法　适用于软土地基和埋置深度较深的泵房构筑物。沉井内部为井格形布置，外壁为长方形或圆筒体结构，在地面制作完毕后，再下沉没入土中作为泵房的墙体。下沉施工是在沉井内部不断挖土，逐渐把沉井下沉到设计的深度。视土质和地下水情况，可选用排水下沉方法或不排水下沉法。挖土采用水力机械或抓斗挖掘机，一般先挖除井中间的土，一次掏深在50cm左右，再向四周刃脚处呈土坡挖掘，形成锅底状取土。以沉井的自重克服井壁四周土壤摩擦阻力和刃脚反力下沉，如沉井下沉困难可分段掏挖刃脚下的土方，也可增加配重促使下沉。下沉过程中应注意保持基本平稳下沉，达到井体不倾斜、位置不偏移、超沉量小等。

当沉井下沉到接近设计标高并达到基本稳定后，即可停止挖土，准备封底。封底材料用素混凝土，可视具体情况选用干封底和水下封底方法。封底时在周围刃脚下填以毛石，在井格内按下沉稳定情况依次进行分块封底，再进行底板的施工。

在大型沉井施工作业时应注意对地基强度的控制、下沉阻力计算、下沉偏差纠偏、减小井壁摩擦阻力、封底顺序安排等关键点的控制。减小井壁摩阻力的方法有触变泥浆润滑套法（一般可降低3～5kPa）；空气幕法（沉井四壁后压气法形成空气幕的间隙）；以及井壁外射水法助沉等。

沉箱施工法的下沉方式基本与沉井施工法相同。沉箱施工法的特点是在结构物下部预先制造一个类似无底封闭匣子的沉箱作业室，在作业室内通入一定压力的压缩空气，使室内压力与该深度处的静水头压力相当，以达到内外压力平衡，防止周围地下水涌入，施工人员即可在无水的作业室内进行挖土下沉施工。施工人员出入沉箱时要经过减压或增压以适应压力变化，保证施工安全。

地下连续墙法　适用于埋深较大的水泵房施工，整体刚度大，防渗性能较好。施工方法是在建（构）筑物预定的位置上，用特制成槽机械沿周边按顺序分段，成槽浇筑墙体，主要有导墙、成槽、放接料管、安放钢筋笼、浇捣水下混凝土及拔接头管六个工序。挖掘时，边挖边灌进膨润土泥浆填充，连续开挖出一条狭长的深槽，在槽内放置钢筋笼，采用直升导管法浇筑水下混凝土成墙。用专门的接缝清刮器清刷已浇混凝土的待接面，使槽段之间的接头无夹泥，保证混凝土的接缝质量。地下连续墙浇筑完成后，先挖除墙内的表层土方，浇筑顶部的钢筋混凝土圈梁和支撑梁，待混凝土达到一定强度后，由上而下逐层开挖并浇筑各层支撑梁，以增强连续墙的刚性。土方下挖到泵房基础底部高程后，再浇筑钢筋混凝土底板，以及其他平台、楼梯等结构。

aoshiti nairegang

奥氏体耐热钢　(austenitic heat-resisting steel)

常温下，基体为奥氏体组织或只含少量铁素体的奥氏体-铁素体复相组织的耐热钢。其合金元素的总含量一般在50%以下。这类钢含有较多的镍、锰、氮等奥氏体形成元素，在600℃以上有较好的高温强度和组织稳定性，焊接性能良好，是在600℃以上应用较广泛的一类耐热钢。2004年，中国开始开展超（超）临界压力锅炉奥氏体耐热钢制受热面氧化规律和预防的研究与实践。按奥氏体耐热钢合金元素组成，可划分为以下系列：主要为铬镍和在铬镍基础上加入钨、钼、铌、钛等强化元素的钢（铬镍系），另外还有铬锰氮、铬锰镍及铁铝锰系。

铬镍系奥氏体耐热钢的典型牌号是07Cr19Ni10，以此为基础逐渐研发出各种新型耐热钢。此类钢种是火力发电高温部件应用最广、牌号最多的奥氏体耐热钢，常应用于工作温度超过600℃的部件，如超（超）临界压力锅炉的过热器和再热器的高温段。在07Cr19Ni10基础上，铬镍系奥氏体耐热钢成分的改进：一是逐渐提高Cr元素含量，在保证材料高温强度的基础上进一步增强材料的抗氧化性，如07Cr25Ni21NbN（HR3C）、20Cr25Ni1.5MoNbN（NF 709R）、22Cr15NiNbN（TEMPALOY A-3）等；二是通过增加Nb、Ti、N、B、Cu等合金元素，以获得更优异的高温组织稳定性，如07Cr18Ni11Nb（TP347H）、08Cr18Ni11NbFG（TP347HFG）、10Cr18Ni9NbCu3BN（S30432）、18Cr9Ni1.5WVNb（XA704）、18Cr10Ni3CuTiNb（TEMPALOY AA-1）等。

此类奥氏体耐热钢在600～700℃具有较优异的综合性能，但价格昂贵，热导率低，膨胀系数大，易出现应力腐蚀开裂、异种钢接头开裂、新相析出脆化、受热面管内壁氧化皮剥落堆积等问题。

Aotuo xunhuan

奥托循环　(Otto cycle)

汽油机和煤气机理想化的热力循环，又称等容加热内燃机循环。由绝热压缩、等容加热、绝热膨胀和等容放热四个可逆过程组成，用于四冲程或二冲程内燃机。由德国工程师N. A. 奥托（Nikolaus August Otto，1832—1891）于1876年提出。



N. A. 奥托

奥托循环的热效率为

$$\eta_t = 1 - \frac{1}{\varepsilon^{\kappa-1}}$$

式中κ为工质的等熵指数；ε为绝热压缩过程前和压缩过程后容积的比值，称为压缩比。上式指出，奥托循环的热效率由压缩比决定，压缩比越高，循环的热效率越高。这一结论在一定范围内对实际应用是有指导意义的。虽然提高压缩比能提高奥托循环的热效率，但压缩比过大，会使压缩后的气体温度过高，而引起混合气体的爆燃，造成发动机工作不正常。



Baima Fadianchang

白马发电厂 (Baima Power Plant) 位于四川省内江市白马镇。一期工程安装 1×300MW 亚临界循环流化床（CFB）机组，是中国引进大型循环流化床电站锅炉技术及国产化的依托工程，以技贸结合的方式引进 1 台 1025t/h 的常压循环流化床锅炉及相应的关键配套设备，安装 1 台国产 300MW 亚临界汽轮发电机组，于 2003 年 5 月 15 日开工，2006 年 4 月 17 日投产。白马发电厂外貌如图所示。



白马发电厂外貌

工程特点 锅炉为循环流化床、单炉膛、一次中间再热、平衡通风、露天岛式布置、全钢架悬吊结构、亚临界自然循环锅筒锅炉，锅炉最大连续蒸发量（BMCR）工况下主蒸汽流量为 1025t/h、主蒸汽压力/主蒸汽温度/再热蒸汽温度为 17.4MPa/540℃/540℃，BMCR 工况的保证效率大于 91%，由法国阿尔斯通（ALSTOM）公司制造；汽轮机为亚临界、中间再热、两缸两排汽凝汽式汽轮机，二次循环，额定功率为 300MW，额定主蒸汽压力/主蒸汽温度/再热蒸汽温度为 16.67MPa（a）/537℃/537℃，保证热耗 7894kJ/(kW·h)，由东方汽轮机有限公司制造；发电机为水氢氢冷却，晶闸管自并励静态励磁汽轮发电机，额定功率为 300MW，额定容量为 1056MV·A，额定功率因数为 0.85，由东方电机有限公司制造。

总平面采用 220kV 配电装置-主厂房-储煤场三列式布置格局，辅助、附属设施布置在主厂房东南侧。厂区占地 13.48hm^2。

主厂房布置采用汽机房-除氧煤仓间-锅炉房三列式布置，A 排距烟囱中心线 160.17m；集控楼毗邻主厂房固定端；采用一座高 210m 的钢筋混凝土套筒烟囱；主厂房为钢筋混凝土结构，运转层标高 12.6m。

给水系统配置 2×50%容量汽动给水泵和 1×30%容量电动调速给水泵；凝结水系统采用 2×100%容量凝结水泵；汽轮机旁路系统采用 35%BMCR 容量高、低压两级串联电动简化旁路。

烟风系统配置 2×50%容量静叶可调轴流引风机，2×50%容量离心式一、二次风机；设 5 台高压流化风机，供外置床、密封回料器和冷渣器共用。

煤筛碎系统设二级破碎装置和一级筛分装置，初级破碎机选用出力 350t/h 的国产环式破碎机 PCH1016 型，二级破碎机和筛分装置出力均为 310t/h。

电气主接线系统采用发电机-变压器组单元接线，以 220kV 户外配电装置出一回线路直接到厂外变电站。发电机出口不设断路器；主变压器采用三相变压器；中压厂用电采用 6kV 一级电压系统。

机组采用炉、机、电集中监控方式，设 1 套分散控制系统（DCS）。

运行情况 工程主要设计指标、性能试验指标及 2010 年运行技术指标见表。

设计及性能试验/2010 年运行技术指标

项 目	设计值	性能试验/2010 年运行技术指标
发电标准煤耗率 [g/(kW·h)]	305.15	304.18/323.94
供电标准煤耗率 [g/(kW·h)]	329.29	333.09/346.07
厂用电率（%）	7.33	8.67/7.25
利用小时（h）	4500	—/6195

作为中国引进大型循环流化床电站锅炉技术及国产化的依托工程，研究成果获 2008 年度中国国家科学技术进步奖二等奖，工程获 2008 年度全国优秀工程勘察设计奖银奖。

baidongshi ranshaoqi tiaowen

摆动式燃烧器调温 (steam temperature control by tilting burner) 调整燃烧器的倾角以改变火焰中心位置，借以改变炉膛出口烟温来实现汽温调节的方法。一般多用于切向燃烧的燃煤锅炉中。燃烧器上下摆动 20°～30°时，炉膛出口烟温变化约为 110～140℃，汽温调节幅度为 30～40℃。该调温方法主要用于再热汽温的调节，但燃烧器倾角改变时对过热汽温也有明显影响。当燃烧器上下摆动时，对靠近炉膛出口的受热面的换热温差影响较大，其吸热量变化也较大，因此应将被调对象的受热面（再热器或过热器）布置在炉膛出口附近，可以获得明显的调温效果。

对于低灰熔点燃料，为了防止结渣，其调温幅度应加限制。对于挥发分很低的燃料，不宜采用该调温方式。

在燃油锅炉中，由于火焰较短，摆动燃烧器对炉膛出口烟气温度影响较小，调温效果不明显，故一般不采用。

摆动式燃烧器调温方式调节灵敏，不需增加附加受热面和功率消耗，是调节再热汽温使用较多的手段之一。

baomo zhengfa huanre

薄膜蒸发换热 (film evaporation heat transfer) 饱和液体或接近饱和温度的未饱和液体沿壁温高于饱和温度的竖管壁或竖平壁呈薄膜状下流时产生的蒸发换热过程。

液体薄膜蒸发换热具有很高的换热系数，其原因是：汽泡上浮引起液体对换热面强烈的冲刷运动，使液体与壁面间产生换热面急剧过热；过热的液体在汽-液两相分界面上（汽泡表面和自由液面）蒸发，一部分液体吸收其蒸发潜热变成蒸汽，并使过热液体冷却变为饱和液体而再次向壁面冲刷。饱和液体对壁面的冲刷作用越强烈，液体的过热度越高，单位体积的液体所占有的汽-液两相分界面面积越大，导致换热系数增高。据此原理，可用布膜器设计出一种人为的降膜蒸发器，将饱和液体或接近饱和温度的液体形成薄膜沿加热面流下。这种降膜蒸发器具有很高的换热系数，在化工及制冷工业中被广泛采用。

薄膜蒸发换热计算的主要目的是求出液膜厚度 b 与换热系数 h 之间的关系。20 世纪 50 年代以来，竖管式降膜蒸发器最先得到开发和推广应用。而竖板式降膜蒸发器直到 20 世纪 70 年代才出现，由于它的 h 高、动力消耗省、不易结垢并易于除垢，近年来也得到广泛应用。无论是管式或板式，其实验研究结果都整理成无量纲膜厚度 $B=b(bg)^{1/2}/\nu$ 和液膜雷诺数 $Re=4\Gamma/\mu$ 之间的关系式 $B=c_1Re^{n_1}$，以及无量纲换热系数 $h^*=h(\nu^2/g)^{1/3}/\lambda$ 与 Re 及普朗特数 $Pr=\nu/a$ 之间的关系式 $h^*=c_2Re^{n_2}Pr^m$。其中 λ、μ、ν 和 a 分别为液体的导热系数、黏度、运动黏度和热扩散率；g 为重力加速度；Γ 为单位板宽上的液体流量；c_1、n_1、c_2、n_2、m 为实验常数，可从有关手册中查出。

baoan dianyuan jiexian

保安电源接线 (wiring diagram of emergency power supply system) 火电厂内向事故保安负荷供电的电源和馈电回路。设置保安电源是为了避免全厂事故停电影响人身或重大设备安全。保安电源接线需简单可靠、操作方便，满足各种情况下的安全供电要求。200MW 及以上的机组均需设置保安电源。保安电源根据负荷类别分为交流、直流两种。

交流保安电源接线 向汽轮发电机组的盘车、顶轴油泵等交流保安负荷供电的电源。保安电源的电压等级及中性点接地方式与机组低压厂用电系统一致。低压保安母线采用单母线接线、按机组设置，每台机组设置 1～2 段母线。每段母线有工作电源和备用保安电源 2 回电源。工作电源由机组低压工作母线引接，也可设保安变压器由高压厂用电降压供电；备用保安电源多采用快速起动的柴油发电机组，也可增设外接电源，从原有厂用电或附近变电站引接。

交流保安负荷包括经常工作负荷和不经常运行的事故负荷。正常运行时低压保安母线由工作电源供电；当保安母线工作电源消失后，起动柴油发电机并自动切换至保安备用电源供电。当工作电源恢复供电后，低压保安母线切换至工作电源供电。不经常负荷可根据工艺流程要求分批次投入。

直流保安电源接线 采用蓄电池组向直流润滑油泵、直流密封油泵等直流保安负荷供电的电源。直流保安负荷由机组的动力直流母线供电（见蓄电池直流系统）。直流保安负荷一般为不经常运行负荷，由机组控制系统投入与退出。

baowen

保温 (thermal insulation) 在热力设备、管道及附件表面敷设结构完整、导热系数低的绝热层，以减少散热或防止冻结的工艺措施。保温结构一般由保温层、保护层构成。

中国火力发电厂的管道、附件和辅助设备的保温设计一般由设计部门负责，而汽轮机、锅炉、电除尘等设备的保温设计由制造厂负责。保温设计以符合节约能源、减少散热损失、满足工艺要求、提高经济效益、改善工作环境、防止烫伤等为基本原则。主要任务是确定保温范围、保温材料、保温层和保护层。

保温范围 主要包括：对外表面温度高于 50℃ 且需要减少散热损失的部件；工艺生产不需保温但表面温度超过 60℃，需防止造成人员烫伤的部件；要求防冻、防凝露或延迟介质凝结的设备和管道等。例如露天布置的油箱和水箱、除尘器灰斗、汽水管道、需防夏天外表面凝露的管道或外露的原煤仓和煤粉仓等，需根据气象条件和布置环境设防冻保温。对燃油管道，还需根据燃油特性进行伴热防冻保温。仪表管或有特殊防护要求的部件，可采用伴热电缆防冻防结露措施，也可采用将仪表管集中布置，设伴加热蒸汽管统一防冻，但需对汽温加以控制。

保温材料 保温材料决定保温层的保温性能。材料的物理化学性能及其导热系数、密度等应符合国家有关标准的规定。在该前提下，应优先选用导热系数小、密度小、价格合理、施工方便的保温材料。在高温条件下，经综合经济比较后可选用复合材料。火电厂常用的保温材料多为软质或半硬质的纤维制品、硬质的硅酸钙制品及其他符合需要的材料。火电厂常用的保温材料性能如表所示。

常用保温材料性能

名 称	推荐最高使用温度（℃）	密 度（kg/m^3）	抗压强度（MPa）
硅酸钙制品	550	170～220	0.4～0.5
硅酸铝棉制品	800	64～192	0.5
玻璃棉制品	300	40～96	
复合硅酸盐涂料	550	180～200（干态）	
复合硅酸盐管	500	80～130	

为便于运行维修和施工管理，保温材料的品种应尽可能少，并根据取材方便和经济适用的原则选用。

保温层 防冻保温的主体绝热层。保温材料选定后，首先根据保温材料的特性，通过计算确定保温层厚度。常用的计算方法根据不同的保温条件分别采用经济厚度法、热平衡法和表面温度法进行。在中国保温计算一般采用经济厚度法，而保温层的散热损失和保温层表面温度不能超过设计规程规定的允许值。保温层的经济厚度计算与年运行小时数及生产成本有关。在保温设计中，以保温后的介质热损失的𤆬质系数进行评价。根据介质在热力循环中的特点，不同的𤆬

质系数可按锅炉产热成本的0～100%来折算。

在允许温降条件下，输送液体和蒸汽的管道、延迟管道内介质冻结和带伴热的燃油管道保温层，可按热平衡法计算。防烫伤、防止空气中的湿气在管道外表面凝露和介质烟系数为0的设备和管道保温层厚度，可按表面温度法计算。

为使保温层能牢固地附着在设备和管道的表面上，并具有一定的机械强度和稳固性，应采用适当措施进行紧固。保温结构通常采用捆扎法、拼砌法、缠绕法、填充法、粘贴法、浇筑法、喷涂法、涂抹法等施工工艺。在立式设备或垂直管道上，还需设承重托座。对经常检修拆卸的蠕胀测点、法兰、阀门、伸缩节等部位的保温层应留设间隙，充满软质保温材料。

保护层　保证保温层完整、牢固和美观的技术措施。火电厂的所有保温结构均需敷设保护层，保护层材料应选择强度高、抗老化、防水、防潮、抗大气腐蚀、化学稳定性好的不燃或阻燃材料。火电厂通常采用镀锌钢板、铝合金板、彩钢板、不锈钢板等金属保护层，也可采用玻璃丝布、玻璃钢或抹面等其他非金属保护层。

金属保护层的接缝选用搭接、咬接、插接和嵌接的形式，非金属保护层常采用缠绕或涂抹的形式。

baowen shigong

保温施工　(thermal insulation work)　将保温材料覆盖在设备、管道及其附件上，以减少散热损失或降低其外表面温度而采取的措施。火电厂保温材料分硬质材料制品、矿纤材料制品和松散材料三类，施工工艺主要有绑扎、浇注和涂抹等。火电厂保温按保温对象不同主要分为管道保温、锅炉保温、汽轮机保温（见保温）。

管道保温　管道保温使用铁丝把保温材料扎牢，垂直的管道每2～3m设承力托架。保温管壳（毡）的排列要求靠紧密缝，单层错缝多层压缝。法兰和阀门处宜用内嵌软质保温材料的金属或玻璃钢预制件进行保温。保温层外金属护板用彩钢板、镀锌薄铁板或铝合金板制成，安装后应能防止雨水进入保温层。设备封头和管道弯头等异形件，要由钣金工放样下料经机械加工成型。金属护板的安装要考虑机组检修时拆装方便并可重复使用。

锅炉保温　大、中型锅炉多为膜式壁炉墙，常用复合保温层，内为单层硅酸铝板，外为多层岩棉板或高温玻璃棉板，采用保温钉、自锁压板、铁丝网把保温材料固定在膜式壁上，在保温层表面装设金属波纹外护板。大型烟风道的保温层要紧贴在烟道外壁面，其保温结构与炉墙保温类似。锅炉的门孔、灰渣室、折焰角、燃烧器火孔等长期接触高温的受热面或受高温烟气辐射和冲刷的炉墙内侧，要使用不定型耐磨耐火浇注材料。炉顶穿管处的膨胀密封结构，较多使用微膨胀耐火可塑材料。

循环流化床锅炉筑炉及保温时，耐火、耐热混凝土应给出配合比并试配试验合格。所有与调温、高浓度物料接触的耐火砖都采用磷酸盐耐磨砖，管子易磨损部位的防磨涂层及炉室出口耐火混凝土采用棕钢玉浇注料，部分管子焊防磨鳍片，耐火衬里与光管分界面喷涂耐磨合金。砌筑前抽样检测磷酸铝耐磨砖、高强度微珠保温砖，合格后才能使用。按不同几何尺寸测定、分类、选砖，同一尺寸的一起使用，不得随意加工。胶泥应与耐磨砖配套使用，灰缝为1.5～2mm。磷酸铝混凝土施工先焊勾钉或不锈钢网。混凝土浇制料按厂家提供的级配现场搅拌、振捣，施工时必须提取试块测定强度等技术参数。

汽轮机保温　汽缸保温应保证下缸保温层与缸体结合紧密牢固，控制好主保温层的厚度；螺栓区域采用可拆卸结构，轴承箱等容易漏油部位需设置防油措施。保温前用螺栓紧固或焊接的方式，将保温钉安装在缸体表面生产厂家的预埋件上。主保温层安装常用方法：①绑扎法，用铁丝将保温板材逐层绑扎或粘贴固定在保温钉上，直到保温层厚度达到设计要求。②喷涂法，将保温纤维棉与无机黏结剂混合，经专用保温喷涂设备，均匀喷涂到缸体表面，多层喷涂达到设计厚度。③填充法，按保温层厚度设置保温钉，并在保温钉上焊接耐热钢筋连接形成网状，在钢筋网与缸体之间填充保温纤维棉。④组合件保温，在工厂将规定厚度的保温板按缸体曲面进行预制切割并包裹陶瓷棉布，现场只需要将保温板按设计图装配固定在保温钉上，外护板采用金属护板。上述方法要在保温层外表面敷设钢丝网扎紧，外层抹面。

保温要求保温层拼扎严密并处理好膨胀和密封的关系，保温结构外表面温度符合设计要求，金属护板工艺美观。

baojing xitong

报警系统　(alarm system)　具有声光信号输出，以表明设备或控制系统不正常或系统参数超过规定值的自动系统。报警信号提醒运行人员注意，以便及时采取相应的措施，避免发生事故或防止事故扩大。报警系统是火力发电厂仪表与控制系统的重要组成部分。

报警项目　火力发电机组的报警项目一般包括：①被监测参数达到或超过规定的允许极限值；②锅炉、汽轮发电机组及主要辅机或设备故障跳闸；③机组保护动作；④监控系统故障；⑤电源或气源等动力源故障；⑥公用系统或辅助系统故障。

报警系统分类及功能　报警系统分为常规报警窗（俗称光字牌）报警系统和计算机（监控）报警系统。

常规报警窗报警系统　其功能主要有：①当有报警信号输入时，自动闪光显示报警原因，并发出声响；②报警发生后，可以人工复归（解除）声响；③在输入报警信号仍存在的情况下，当声响被解除后，灯光报警仍保持，若又有新的报警信号输入，随着相应闪光的出现，应再次发出声响，以引起值班员注意；④对于有一连串报警信号输入的情况，第一个出现的报警项目，称为该组报警输入的首出报警信号；⑤能进行试验，以检查灯光和声响回路是否完好。

计算机（监控）报警系统　其功能主要有：①计算机监控系统中所有输入/输出变量，以及中间变量和计算值都可以作为报警项目；②可使每个报警信息按预先确定的报警显示原则在计算机显示器上进行显示；③当有报警信息产生时，可立即在打印机上进行输出；④对虚假报警进行闭锁；⑤可对报警信号进行分级处理。

火力发电厂设置的常规报警窗数量已很少甚至不配置，常规报警窗报警系统已基本被计算机（监控）报警系统所取代。计算机（监控）报警系统不仅可以全部实现常规报警窗报警系统的功能，还可在重要报警信号产生时，自动推出相关显示画面，帮助运行人员迅速、准确地处理各种故障情况。

Beijiang Fadianchang

北疆发电厂 (Beijiang Power Plant) 位于天津市滨海新区东北部的汉沽区。电厂安装 2×1000MW 超超临界抽汽凝汽式机组，同步建设烟气脱硫装置，是中国第一批循环经济试点单位，利用发电余热建成国内最大的日产 20 万 t 海水淡化装置，90%以上淡化水向天津市供应；海水淡化后的浓缩海水就近引入汉沽盐场制盐，同时节省 22km² 的盐田用地；发电环节产生的粉煤灰等废弃物全部综合利用于生产建材；实现了发电-海水淡化-浓海水制盐-土地节约利用-废物资源化综合利用的循环经济模式。工程自 2007 年 3 月 26 日开工，1、2 号机组分别于 2009 年 9 月 24 日、2009 年 11 月 30 日投产。北疆发电厂外貌如图所示。



北疆发电厂外貌

工程特点 锅炉为超超临界参数变压直流、螺旋管加垂直管水冷壁布置方式、一次再热、八角双火焰切圆燃烧方式、平衡通风、半露天布置、固态排渣、全钢构架、全悬吊结构 Ⅱ 型锅炉，锅炉最大连续蒸发量（BMCR）工况下主蒸汽流量为 3102t/h、主蒸汽压力/主蒸汽温度/再热蒸汽温度为 27.46MPa（g）/605℃/603℃，额定工况保证效率（LHV）为 93.86%，由上海锅炉厂有限公司制造；汽轮机为超超临界、一次中间再热、凝汽式、单轴、四缸四排汽、双背压、抽汽凝汽式汽轮机，二次海水循环冷却塔冷却，额定功率为 1000MW，额定主蒸汽压力/主蒸汽温度/再热蒸汽温度为 26.25MPa（g）/600℃/600℃，额定背压为 5.2kPa（a），保证热耗 7343kJ/(kW·h)、6721kJ/(kW·h)（额定抽汽工况），由上海汽轮机有限公司制造；发电机为水氢氢冷却、自并励磁汽轮发电机，铭牌功率为 1000MW，额定容量为 1112MV·A，功率因数为 0.9，由上海汽轮发电机有限公司制造。

总平面采用 500kV 配电装置-水塔区及海水淡化设施-主厂房及脱硫设施-储卸煤设施四列式布置格局，辅助、附属设施布置在主厂房固定端。厂区占地面积（包含 20 万 t 海水淡化占地）为 53.32hm²。

主厂房采用汽机房-除氧间-煤仓间-锅炉房四列式设置格局；A 排距烟囱中心线 228m；两机一控，集控楼布置在两炉之间；两炉合用一座 240m 双管集束式钢内筒烟囱；主厂房为钢结构，运转层标高 17m。

给水系统配置 2×50%容量的汽动给水泵和 1×30%容量的电动调速给水泵；凝结水系统采用 3×50%容量的立式凝结水泵；机组从中压缸 5 段排汽和低压缸 6 段抽汽共同为海水淡化供蒸汽，全厂热效率较常规发电机组提高 10%左右；汽轮机旁路系统采用了 100%带安全阀功能的高压旁路（三用阀）和 65%容量低压旁路。

烟风系统每炉配 2×50%容量动叶可调轴流式送风机，2×50%容量动叶可调轴流式一次风机，2×50%容量双级叶轮动叶可调轴流式引风机，不单独设置脱硫增压风机；制粉系统采用冷一次风正压直吹式制粉系统，每炉配置 6 台中速磨煤机和动态分离器。

海水淡化系统采用带热压缩的低温多效蒸馏工艺（LT-MED-TVC），单套设备出力 2.5 万 t/天，造水比 1∶13.5～15，出水率达到 50%，浓盐水排放含盐量达到 6 波美度以上。

电气主接线系统采用发电机-变压器组单元接线，接至 500kV 配电装置，500kV 配电装置采用 3/2 断路器接线。发电机出口不设置断路器。

机组采用炉、机、电集中控制方式，每台机组设 1 套分散控制系统（DCS），炉膛安全监控系统（FSSS）采用了符合 IEC61508、IEC61511 标准的安全相关系统。

运行情况 工程主要设计指标、性能试验指标及 2010 年运行技术指标见表。

设计及性能试验/2010 年运行技术指标

项 目	设计值	1 号机组	2 号机组
发电标准煤耗率[g/(kW·h)]	纯凝：272.8 制水抽汽：249.6	268.75/275.77	270.88/279.38
供电标准煤耗率[g/(kW·h)]	纯凝：285.7	279.99/291.96	283.7/295.42
厂用电率（含脱硫，%）	纯凝：5.1 制水：6.3	4.02(纯凝)/5.55（部分制水）	4.51(纯凝)/5.43（部分制水）
利用小时（h）	5500	5127	5272

Beilun Fadianchang

北仑发电厂 (Beilun Power Plant) 位于浙江省宁波市北仑区新碶镇。电厂分三期建设，总装机容量 5000MW，是中国特大型火电厂之一。一、二期工程是国家“七五”计划的重点建设项目，是中国第一个利用世界银行贷款建设的火电厂，主机设备全部通过国际招标采购。一期工程安装2×600MW 亚临界燃煤发电机组，1、2 号机组分别于 1988 年 4 月、1990 年 10 月开工，于 1991 年 4 月和 1994 年 10 月投产；二期工程安装 3×600MW 亚临界燃煤发电机组，于 1996 年 6 月开工，3、4 号机组于 2000 年 7 月投产，5 号机组于 2000 年 9 月投产；三期工程安装 2×1000MW 超超临界燃煤发电机组，同步建设烟气脱硫、脱

硝装置，于2006年12月15日开工，6、7号机组分别于2008年12月和2009年6月投产。2011年将7号机组引风机驱动方式改为背压式给水泵汽轮机驱动，排气用于对外供热。北仑发电厂外貌如图所示。

工程特点　三期工程锅炉为超超临界变压运行、带中间混合联箱螺旋管圈＋垂直管圈水冷壁直流炉、单炉膛、一次中间再热、前后墙燃烧方式、平衡通风、固态排渣、全钢悬吊结构Ⅱ型直流锅炉，最大连续蒸发量（BMCR）工况下主蒸汽流量为2996.3t/h、主蒸汽压力/主蒸汽温度/再热蒸汽温度为27.46MPa（g）/605℃/603℃，额定工况保证效率（LHV）93.80%，由东方锅炉股份有限公司制造；汽轮机为超超临界、一次中间再热、凝汽式、单轴、带过载补汽阀、四缸四排汽、单背压汽轮机，海水冷却、一次循环，额定功率为1000MW，额定主蒸汽压力/主蒸汽温度/再热蒸汽温度为26.25MPa（a）/600℃/600℃，额定背压为4.9kPa（a），保证热耗7328kJ/（kW·h），由上海汽轮机有限公司制造；发电机为水氢氢冷却、无刷励磁汽轮发电机，铭牌功率为1000MW，额定容量为1111MV·A，功率因数为0.9，由上海汽轮发电机有限公司制造。

总平面采用500kV配电装置-主厂房及脱硫设施-储煤场三列式布置格局，辅助、附属设施布置在主厂房固定端侧，部分辅助、附属设施利用一、二期设施。厂区占地面积为34.37hm²。



北仑发电厂外貌

主厂房采用汽机房-除氧间-煤仓间-锅炉房四列式布置格局，A排距烟囱中心线254m；“两机一控”集控楼布置在2台锅炉房之间；2炉合用1座高240m双管集束式钢内筒烟囱；主厂房为钢结构，运转层标高17m。

给水系统配置2×50%容量汽动给水泵和1×30%容量定速电动起动给水泵；凝结水系统采用2×100%容量凝结水泵配1台变频装置；汽轮机旁路系统采用40%BMCR容量高、低压两级串联旁路。

烟风系统配置2×50%容量动叶可调轴流送风机和一次风机，2×50%容量静叶可调轴流引风机。制粉系统采用冷一次风正压直吹式制粉系统，每台炉配置6台中速磨煤机。

电气主接线系统采用发电机-变压器组单元接线，500kV气体绝缘封闭式组合电器（GIS）配电装置采用3/2断路器接线方式；起动电源由一、二期220kV GIS配电装置备用间隔经电缆引接。中压厂用电在1000MW机组首次采用6kV一级电压系统。

机组采用炉、机、电集中控制方式，每台机组设1套分散控制系统（DCS）。

循环水采用海水直接冷却方式，取水头布置在二期取水头与一期煤码头间，每台机设1根内径4.4m的取水隧道。

运行情况　三期工程主要设计指标、性能试验指标及2010年运行技术指标见表。

设计及性能试验/2010年运行技术指标

项　目	设计值	6号机组	7号机组
发电标准煤耗率[g/(kW·h)]	272	266.8/274.1	265.2/276.9
供电标准煤耗率[g/(kW·h)]	288.1	277.2/284.4	276.0/288.1
厂用电率（含脱硫，%）	5.6	3.76/3.63	3.91/3.88
利用小时（h）	5500	5687	5469

beishiti nairegang

贝氏体耐热钢　(bainitic heat-resistant steel)　在常温以及使用温度下组织中除先共析铁素体外以贝氏体为主的耐热钢。一般为低合金耐热钢，通常进行正火＋回火的最终热处理，当壁厚较大时也可采用淬火＋回火处理，根据化学成分和热处理工艺的不同，组织可为完全的贝氏体，也可为铁素体＋贝氏体，其中一小部分贝氏体也可能被马氏体和珠光体取代。

贝氏体耐热钢的最高工作温度按其合金化程度的不同为500～580℃，这类钢通常具有良好的加工工艺性能和焊接性能，价格低廉，因而广泛用于锅炉受热面管子、给水管道、蒸汽管道、联箱、汽轮机转子、汽轮机汽缸铸件及紧固件等金属构件。典型的钢种有12Cr2MoWVTiB（G102）、T/P23、T/P24、15Ni1MnMoNbCu（WB36）等。

birerong

比热容　(specific heat)　单位质量的物质温度升高1K（或1℃）所需要的热量，是工质的一种热力学性质。比热容的单位取决于热量和物质量的单位。

如果物质量单位采用kg，则相应的热容称为质量比热容，以c表示，单位为J/（kg·K），其定义式为：$c=\delta q/dT$。如果物质量单位采用mol，则相应的热容称为摩尔热容，以C_m表示，单位为J/（mol·K）。如果物质量单位采用标准状态下的体积（m³），则相应的热容称为容积热容，以C'表示，单位为J/（m³·K）。三者之间的换算关系为$C_m=Mc=22.414C'$，式中M为摩尔质量。上述三种比热容中，常用的是质量比热容，简称比热容。

比热容是热力学中的一个重要参数，一般与热力过程有

关，而在热工计算中常用的比定压热容和比定容热容还与所处的状态有关。

比定压热容即等压过程的比热容 c_p，由热力学第一定律可推得：$c_p=(\partial h/\partial T)_p$。据此，可利用 c_p 计算介质在等压过程的焓差为

$$\Delta h|_p = h(T_2, p) - h(T_1, p) = \int_{T_1}^{T_2} c_p(T, p)\mathrm{d}T$$

如果温度的变动范围不大，比热容随温度的变化可以忽略时，焓差的计算式可以简化成 $\Delta h|_p = c_p \Delta T|_p$。

对于固体和液体，压力的影响极小，即使为非等压过程，上述焓差的简化算式仍然适用。

比定容热容即等容过程的比热容 c_V，由热力学第一定律可推得 $c_V=\partial u/\partial T_V$。

对于所有的工质，$c_p \geqslant c_V$。而液体和固体的这两种比热容差别通常很小。因此通常只说比热容，而不必指明过程特征。

对于理想气体，其内能只是温度单值函数，可得 $c_V=\mathrm{d}u/\mathrm{d}T$。而根据比焓定义式及理想气体状态方程，有 $h=u+pv=u+RT$，则理想气体的焓也只是温度单值函数，可得 $c_p=\mathrm{d}h/\mathrm{d}T$。进而可推得联系 c_p 与 c_V 的著名公式——迈尔（Mayer）公式：$c_p-c_V=R$。该式表明，虽然理想气体的 c_p 与 c_V 分别是温度的单值函数，但它们的差值却等于气体常数 R。

比定压热容与比定容热容的比值（κ）称为比热比或等熵指数，计算式为 $\kappa=c_p/c_V$，是工程热力学中一个很有用的系数。理想气体的比热比是温度的函数，但是在通常的环境温度下可近似地取单原子气体的 κ 值为 1.67，双原子气体为 1.4，多原子气体为 1.3。

比热容是温度的函数，在手册资料等的图表中常以平均值的方式给出比热容的值，而且以 273K（0℃）作为温度的基准点。如 200℃ 时空气的比定压热容为 $[c_p]_0^{200}=1.011\ 1\mathrm{kJ/(kg\cdot K)}$，表示的是0～200℃温度范围内的平均比热容。

bishi xunhuan gongye lengqueshui chuli

闭式循环工业冷却水处理

（treatment of closed circuit industrial cooling water） 闭式循环工业冷却水系统的主要作用是向主厂房内各种主、辅设备供冷却用水，并回收冷却水，对回水进行升压输送、冷却和调节，形成闭式循环。闭式循环冷却系统没有因蒸发而引起的浓缩，补水量很少，一般都使用凝结水或除盐水作为补充水。为了防止闭式工业水腐蚀主、辅设备及管道，通常采用加联氨或其他化学药剂来控制系统的水化学特性，维持冷却水的pH值至10.5左右。

对于300MW及以上发电机组采用集中布置的热力系统化学加药装置，一般为每两台机组设置一套公共的闭式循环工业冷却水加氨或其他化学药剂的单元装置，通常设置一台溶液箱和两台隔膜式计量泵。

bileiqi

避雷器

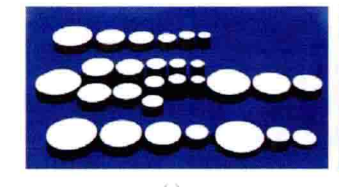
（surge arrester; varistor） 能释放过电压能量、限制过电压幅值的设备，又称限压器。使用时将避雷器与被保护设备就近并联安装，在正常情况下不导通（带串联间隙），或仅流过微安级的电流（无串联间隙）；当作用的过电压达到避雷器动作电压时，避雷器导通大电流，释放过电压能量并将过电压限制在一定水平，以保护设备绝缘；释放过电压能量后，避雷器恢复到原状态。

避雷器主要有电站用、配电用、线路用、电动机用、发电机用、发电机中性点用、变压器中性点用、并联补偿电容器组用、串联补偿装置用和电气化铁道用避雷器等。

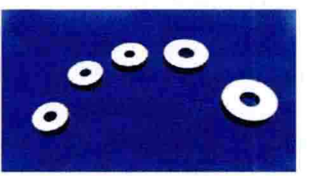
类型 包括金属氧化物避雷器、保护间隙、击穿保险器、管式（排气式）避雷器、碳化硅阀式避雷器、磁吹避雷器。金属氧化物避雷器（metal oxide surge arrester, MOA）包括无间隙金属氧化物避雷器和带串联间隙金属氧化物避雷器。

无间隙金属氧化物避雷器（metal oxide surge arrester without gaps） 由金属氧化物电阻片串联或并联，用绝缘杆件固定构成芯体，再装入套筒中，多用于站用设备的过电压保护。

（1）电阻片。金属氧化物电阻片是以氧化锌（ZnO）为主要成分，加入少量铋、钴、铬、锰、锑等金属氧化物作为添加剂，充分混合、研磨和搅拌，经喷雾造粒，压制形成所需规格的片状，在1000℃以上高温下烧结而成，形状呈圆饼或环形，如图1所示。



(a)



(b)

图1 金属氧化物电阻片

(a) 饼状电阻片；(b) 环状电阻片

金属氧化物电阻片的微观结构如图2所示，ZnO晶粒（直径大约10μm）是低电阻率介质，在其表层即晶界层（约0.1μm厚）是高电阻率，两者紧密连接。

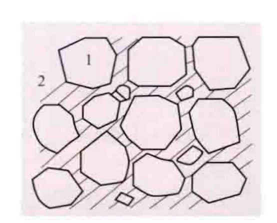


图2 金属氧化物非线性电阻片的微观结构示意图

1—氧化锌晶粒；2—晶界层

在低电场区（对应于运行电压），晶界层的能量势垒使电子不能从一个晶粒向另一个晶粒移动，呈高阻状态；在高电场区（对应于过电压），当晶界层电场强度达到 10^6 V/cm 时，由于隧道效应，电子会通过势垒，呈低阻状态。

金属氧化物电阻片具有优异的非线性特性，大大优于碳化硅电阻片，如图3所示。

在正常工作电压下只流过微安级的电流，当作用在避雷器上的电压达到动作电压时，电阻片的阻抗急剧减小，处于大电流导通状态，从而快速泄放过电压能量并将其两端的过电压限制在一定水平，以保护设备的绝缘；在过电压冲击波过后，电阻片会即刻恢复到原高阻状态，因此无需装设串联间隙。由于没有串联间隙，金属氧化物避雷器对过电压响应快，便于和六氟化硫气体绝缘电

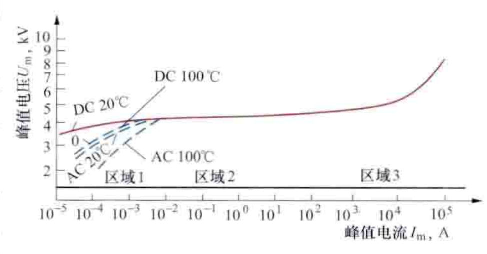


图3 金属氧化物电阻片的非线性特性曲线

器和其他伏秒特性平坦的电器的绝缘特性相配合。

金属氧化物电阻片具有较大的通流能力，可以用多柱并联的方式来提高通流能力，所以可以吸收很大的操作过电压能量。

（2）外套。避雷器按外套材质分为绝缘外套式避雷器和金属罐式避雷器。绝缘外套式避雷器有瓷套式和复合外套式避雷器两种，见图 4。主要应用于敞开式变电站（AIS），以及混合式气体绝缘金属封闭开关设备（HGIS）和气体绝缘金属封闭开关装置（GIS）的进线和经架空线连接的变压器端。绝缘外套式避雷器的整体结构为立柱式。对于超/特高压避雷器，考虑到制作、加工、安装和运输等因素，往往由几个单元节串联构成，并安装有均压环。每个单元节主要由氧化锌电阻片芯体和外套组成，并要求具有压力释放能力。



(a)



(b)

图 4　绝缘外套式避雷器

(a) 瓷套式避雷器；(b) 复合外套式避雷器

金属罐式避雷器是 GIS 配套产品，见图 5。通常，罐式避雷器安装在 GIS 母线和 GIS 管道与变压器直连的变压器端。在电气参数上，罐式避雷器与瓷套式避雷器相同。其结构是氧化锌电阻片芯体安装在密闭的金属筒中，内部充有 SF_6 绝缘气体。由于 SF_6 绝缘气体的高绝缘特性，大大减小了绝缘距离，从而大幅度缩小了设备尺寸，为单筒式结构。

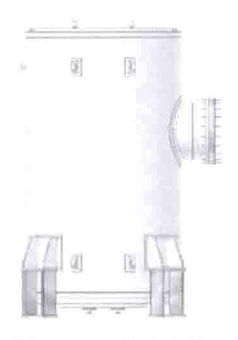
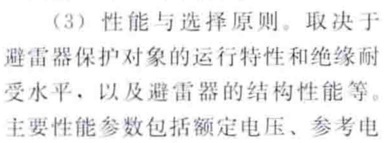


图 5　金属罐式避雷器



（3）性能与选择原则。取决于避雷器保护对象的运行特性和绝缘耐受水平，以及避雷器的结构性能等。主要性能参数包括额定电压、参考电压、持续运行电压、保护水平、吸收能量、工频耐受特性、电位分布、均流特性和机械强度等。

1）额定电压是表征避雷器特性的一个重要参数，并通过动作负载试验的验证。一般情况下，避雷器的额定电压取安装处的最大工频暂时过电压值。

2）参考电压是在参考电流下的避雷器电压。参考电流一般取金属氧化物避雷器非线性伏安特性的拐点值。通常，参考电压与额定电压取相同值，约为最高运行电压的 1.25 倍。

3）持续运行电压是指允许的最高工作电压，它是由系统条件确定的。对于中性点有效接地系统，避雷器的持续运行电压为最高运行相电压；对于中性点非有效接地系统，避雷器的持续运行电压为最高运行线电压。持续运行电压峰值与其参考电压之比称为荷电率，荷电率是通过电阻片的老化试验及相应动作负载试验确定的。

4）保护水平是指避雷器在标称电流（配合电流）下的残压。它是限制过电压水平的关键，保护水平越低，限压效果更好。避雷器的保护水平是设备绝缘水平选择的基础，通常，避雷器的保护水平与设备绝缘水平之间需要满足配合系数的要求。降低保护水平的措施主要有：①改进电阻片的配方和工艺，这受制于制造技术。②增加电阻片的面积，即采用大直径电阻片和多柱并联结构，这会增加避雷器的体积和造价。

5）吸收能量是指避雷器在操作和雷电过电压下吸收能量的能力。它与系统参数、过电压类型、过电压幅值、波形和持续时间有关，需要通过仿真计算确定，可通过多柱并联提高吸收能量的能力。

6）工频耐受特性是指避雷器耐受一定幅值工频过电压和时间的能力。选择避雷器额定电压时需要考虑避雷器安装位置可能出现的最大工频过电压的幅值和时间，以及避雷器的工频耐受特性。

7）电位分布是指沿避雷器纵向的电位分布。由于避雷器电阻片自身电容和杂散电容的影响，使立柱式避雷器沿纵向的电位分布不均匀，导致局部（上部）电阻片的工作电压较高，且避雷器高度越高，情况越严重，加重电阻片的老化，甚至会超过电阻片能承受的规定电压值。220kV 及以上系统电站用避雷器需要采取均压措施，均压措施主要是通过在避雷器上部安装均压环，必要时还需在避雷器内部安装均压电容。

8）均流特性是指多柱（只）并联避雷器各柱之间的电流分布特性。在配片时要力求各柱之间的伏安特性尽量均匀一致，通常要求避雷器各柱之间的电流分布不均匀性小于 1.1。

9）机械强度是指避雷器承受一定强度的垂直和水平的拉力，以及耐受抗震性能的能力。它与避雷器的安装位置和安装方式有关。

带串联间隙金属氧化物避雷器（metal oxide surge arrester with gaps）　由避雷器本体和间隙串联两部分组成。避雷器本体类似无间隙避雷器，间隙有带支撑绝缘子和不带支撑绝缘子两种结构，示意图见图 6。

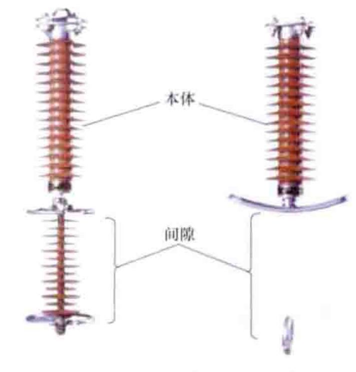


图 6　线路避雷器产品外形

带串联间隙金属氧化物避雷器通常安装在易击线段的杆塔上，与线路绝缘子相并联，用于保护输电线路绝缘子和空气间隙避免在雷击时发生闪络和跳闸。与无间隙线路避雷器相比，带串联间隙结构的优点是，可通过选择间隙距离，使串联间隙只需在雷电过电压下击穿保护线路绝缘，而在工频过电压和操作过电压下不动作。同时，串联间隙使避雷器本体只承受很低的工频电压作用，大大减小避雷器的老化，可做到免维护。另外，如果避雷器电阻部分（简称避雷器本体）发生故障，串联间隙可以隔离故障，不影响线路正常运行。为了减小体积和重量，本体外套多采用复合外套。日本在 1980

年就已在66～77kV线路上安装避雷器，之后其他国家也陆续采用，现在国内外已经有35～500kV线路避雷器在运行，对保护易受雷击的线路段、双回线路和高杆塔，积累了一定运行经验。

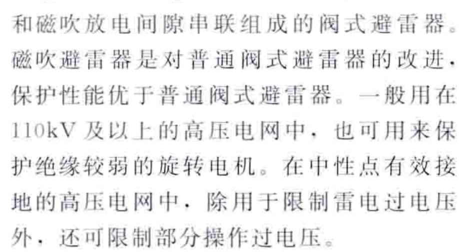
保护间隙（protective gap） 由一对裸露在空气中的电极组成的过电压限制器。保护间隙电极形状主要有环形、棒形等。当过电压作用时，保护间隙被击穿放电，将过电压能量导入大地，避免被保护设备因电压升高而击穿。

由于保护间隙结构简单，价格低廉，作为输电线路绝缘子的防雷保护装置具有一定的优势，在欧洲和日本等一些国家被广泛应用，中国也有少量线路开始使用。

击穿保险器（sparkover protective device） 应用在低压电网中的一种保护间隙，一般安装在配电变压器低压侧（400V）绕组的不接地中性点和地之间，或低压电网的相线和地之间，用以防止6～10kV高压线路在故障下与低压线路搭接所造成的低压线路电位升高。

管式（排气式）避雷器（tube type surge arrester） 利用产气材料在电弧高温作用下产气以熄灭工频续流电弧的避雷器。其伏秒特性比较陡峭，不易和被保护设备的绝缘特性相配合，20世纪30年代开始曾在中国应用于35kV及以下变电站的进线保护和线路上的弱绝缘保护，现由金属氧化物避雷器取代。

碳化硅阀式避雷器（ordinary valve type surge arrester） 由碳化硅阀片和普通平板间隙串联组成的阀式避雷器。20世纪30年代开始曾在中国应用，一般只用来限制侵入电气设备的雷电过电压，现由金属氧化物避雷器取代。



磁吹避雷器（magnet valve surge arrester） 由碳化硅阀片和磁吹放电间隙串联组成的阀式避雷器。磁吹避雷器是对普通阀式避雷器的改进，保护性能优于普通阀式避雷器。一般用在110kV及以上的高压电网中，也可用来保护绝缘较弱的旋转电机。在中性点有效接地的高压电网中，除用于限制雷电过电压外，还可限制部分操作过电压。



图7 避雷器

磁吹放电间隙靠磁场力吹弧来切断工频续流，分为旋转电弧型和拉长电弧型（限流型）两类。磁吹避雷器于20世纪50年代问世。在此基础上发展的复合避雷器，于20世纪60年代初期在苏联研制成功并得到应用，在美国和中国也曾被生产和使用。磁吹避雷器及复合避雷器现在已被金属氧化物避雷器所取代。

历史与发展 随着科技的进步，避雷器（见图7）的制造技术和结构在不断地发展和变化。初期，避雷器的类型为保护间隙和击穿保险器；20世纪30年代开始应用管式避雷器，并出现阀式避雷器；50年代磁吹避雷器问世；70年代出现金属氧化物避雷器，并已全部取代碳化硅阀式避雷器。避雷器的发展趋势是进一步降低保护水平和增大吸收能量，以适应超、特高压输电工程的建设和发展。为此需要不断改进电阻片的制造工艺，提高电阻片的性能；另外，可控避雷器的研究也在探索中。

bianjieceng lilun

边界层理论

（boundary layer theory） 当流体以流速u_∞沿静止平板流动时，只有在紧靠板面一薄层流域内才能观测到较明显的流速或温度的变化，此薄层就称做边界层（见图1）。利用边界层的这一特点可以简化流体运动和能量微分方程，使理论求解成为可能，并得出流动阻力和传热的规律。这一理论由L.普朗特（Ludwig Prandtl，1875—1953）于1904年提出，它为流体动力学和传热学的发展创造了条件。

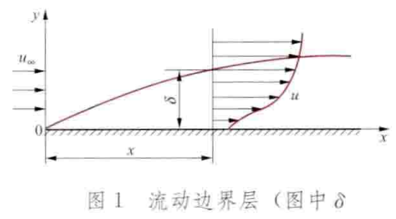
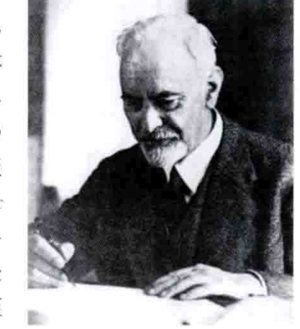


图1 流动边界层（图中δ已被放大若干倍）



L. 普朗特

流动边界层 实验发现，边界层的形成是因为实际流体具有黏性，黏性产生的摩擦力，使直接贴附在板面上（$y=0$处）的流体停滞不动，并使靠近板面的流体速度减慢。若将板面x处沿法线（y方向）不同距离各点x向流速u标出，从$y=0$处$u=0$开始，随y向离板面的距离的增加，u将增大，经过δ距离后，u接近主流速度u_∞。厚度为δ的这一薄层流域称为流动边界层，或称速度边界层。显然，δ的取值大小与该点的流速接近u_∞的程度有关，通常把$u=0.99u_\infty$处离板面的垂直距离δ定义为边界层厚度。δ很小，例如20℃的空气以$u_\infty=10\text{m/s}$掠过平板时，在离前缘（$x=0$处）100mm和200mm处的δ分别约为1.8mm和2.5mm。可见δ与板面的几何尺寸（例如沿x向板的长度l）相比只是一个很小的数（即$\delta/l\ll1$）。在这样薄的流动边界层内，速度梯度是很大的。根据牛顿黏性定律，作用在x向的流体的黏性力τ_x与垂直运动方向的速度梯度成正比，即$\tau_x=\mu\dfrac{\partial u}{\partial y}$，$\mu$为流体的动力黏度。可以看出，即使对于黏度很低的流体，边界层内仍会有较大的黏滞应力。而在边界层以外的流域内，可以看做流速沿法向维持不变，速度梯度为零，称为主流区。主流区内的实际流体运动，尽管流体有黏度，但可看作无黏性的理想流体的流动。于是，整个流场可以划分为两个区域：边界层和主流区。在边界层内黏性起作用，流体的运动可由根据$\delta/l\ll1$的假定而大为简化的黏性流体运动微分方程式（称为边界层动量微分方程式）来描述；而在主流区内，流体的运动遵循描述理想流体的欧拉方程。普朗特提出的边界层概念，使问题的数学求解得以简化，成功地将理论和实验结合起来。这一概念同样可用来分析温度边界层，得出数学上简化了的边界层能量微分方程，从而开拓了对流换热理论求解的道路。

热边界层 由于流体在前缘附近，流体的温度T发生了由主流温度T_∞到板面温度T_w的变化，这一变化在流场

内传播的结果导致热边界层或温度边界层的发生。流体传播温度变化的能力（用流体的热扩散率 $a=\lambda/c\rho$ 来表示，式中 λ 为流体的导热系数，c 为比定压热容）越大，则温度发生变化的区域越大，亦即温度边界层的厚度 δ_t 越厚。所以，无量纲的普朗特数（$Pr=\nu/a$）就可用来衡量速度边界层和温度边界层的相对厚薄。对于 $Pr=1$ 的流体（空气的 $Pr=0.72$，与之接近），由于传播速度变化与传播温度变化的能力相等，如果速度边界层和温度边界层都从前缘处开始形成，那么在任一 x 处它们的厚度必定相等；同理，对于 $Pr\gg1$ 的流体（各种油类），其速度边界层的厚度要比温度边界层的厚度大得多，而对于 $Pr\ll1$ 的流体（液态金属），其速度边界层要比温度边界层薄得多。

层流边界层与湍流边界层 边界层内的流动状态为层流的边界层称为层流边界层。在前缘处边界层开始形成并随之发展的起始段内，边界层的厚度很薄，层内的速度梯度及其相应的黏滞力都大，且对流动起控制作用，使层内处于层流状态。随着边界层厚度的不断增厚，层内速度梯度，亦即黏滞力不断下降，到达某一临界值时，黏滞力对层内的流动失去控制作用，过渡为惯性力起控制作用。此时层流状态不稳定，一旦层内产生旋涡，就逐步不断扩展到整个边界层。从旋涡开始产生直至扩展到除紧靠壁面一薄层以外的整个边界层区域的这一边界层发展阶段称为过渡区。在过渡区，动量和能量的交换不仅依靠分子运动，而且还依靠分子团的旋涡运动，从而大大增加了流体传播速度变化和温度变化的能力。因此，边界层的厚度沿流向增加得更快（见图 2）。当旋涡运动扩展到接近整个边界层时，称为湍流边界层。过渡区起始点到前缘之间的距离称为临界距离 x_c，它由临界雷诺数 $Re_c=u_\infty x_c/\nu$ 确定。Re_c 的大小取决于来流的初扰动度和板面的粗糙度，一般在 $3\times10^5\sim3\times10^6$ 之间，当初扰动度和粗糙度过高或过低时，Re_c 值会超出上述范围。通常可取 $Re_c=5\times10^5$。

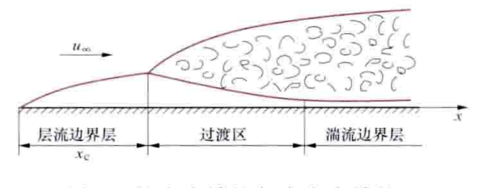


图 2 层流边界层与湍流边界层

对于层流边界层，壁面上的摩擦阻力和换热都是由分子运动引起的黏滞力和热传导形成的。所以换热的强度主要与边界层的导热热阻，亦即流体的 λ 和边界层的厚度 δ（当 $\delta=\delta_t$ 时）有关。此时，板面的换热系数 $a\sim\lambda/\delta$。而 δ 表示流速变化传播的距离，它应等于传播的时间与传播的速度的乘积。传播的时间与 x/u_∞ 成比例，传播的速度与 ν/δ（或 a/δ）成比例，亦即 $\delta\sim(x/u_\infty)(\nu/\delta)$，即 $\delta/x\sim1/\sqrt{Re_x}$，其中 $Re_x=u_\infty x/\nu$。因此，$a\sim(\lambda/x)Re_x^{0.5}$ 或 $Nu_x=ax/\lambda\sim Re_x^{0.5}$。

对于湍流边界层，层内至少可以观察到两个流动状态不同的区域。在紧靠壁面的一极薄层内，由于速度梯度（亦即黏滞力）很大，虽然从壁面附近不断有旋涡爆发出来，但爆发点的数量和爆发旋涡的频率都还没有大到足以改变这一极薄层内黏滞力起控制作用的特性，所以这一层仍属于黏滞力起控制作用的区域，称为湍流边界层内的黏性底层。在黏性底层内摩擦阻力和换热仍然只取决于分子运动引起的黏滞力和热传导。层内的旋涡爆发仅仅使黏性底层的厚度 δ_s，亦即以 δ_s 为定型尺寸的雷诺数 $Re_{\delta_s}=u_\infty\delta_s/\nu$，沿流向大致保持不变。在湍流边界层内，黏性底层的外侧是一个到处充满着旋涡的区域，这个区域被称为湍流核心，其中的旋涡尺度不同，旋转的方向互异，从而使每一点速度、温度、压力的瞬时值随时间做随机的脉动变化。实验发现，对稳态流动换热而言，如果取一段远大于脉动周期的时间求出速度、温度和压力的时均值，则它们的时均值都不随时间变化。湍流边界层的摩擦阻力和换热主要取决于旋涡运动。由于剧烈的分子团旋涡运动使动量和能量传递的能力大大增强，所以湍流边界层内传热的主要热阻集中在黏性底层内。

参考书目

章熙民，任泽霈，梅飞鸣．传热学．北京：中国建筑工业出版社，2007.

bianpinqi

变频器

（variable frequency drive） 将一种频率的电源变换为另一种频率的交流电源的装置。变频器是电力电子变换器的一种，其通过电力半导体器件的开通和关断，既可以改变交流电源的频率，也可以改变交流电源的电压和电流值，所以又被称作变流器。变频器一般用于交流电动机调速系统，通过改变施加在交流电动机上的电压幅值和频率来改变交流电动机的转速，以满足工艺调速要求、软起动或实现节能的目的。

变频器按照是否有中间直流环节，可以分为交流-交流变频器和交流-直流-交流变频器；按照输出的交流电压的电平数，可以分为两电平变频器和多电平变频器；按照变频器的工作电压，可分为低压变频器和中高压变频器。

变频器广泛应用于火力发电厂中负荷变化较大的风机和水泵类电动机调速，以降低电厂运行厂用电率。消防水泵和生活水泵也广泛应用变频器，以保持管网水压稳定。燃气轮机机组起动将发电机作为电动机使用时，一般采用电流型变频器带动发电机。

见《配电与用电卷》变频器。

biansongqi

变送器

（transmitter） 感受被测量并按一定规律将其转换，输出标准化信号的传感器。一般变送器输出为 4～20mA DC（或 0～10mA DC、1～5mA DC 等）的标准信号。进入 21 世纪后，中国火力发电厂普遍采用智能变送器。

变送器的技术基础是先进的传感技术。应用最广泛、技术最复杂的是压力（或压差）变送器。早期，多采用弹性元件力平衡原理，但由于其精确度较低，可靠性、重复性也较差，已经不适应现代控制技术的要求。近年来多采用电容式、扩散硅应变仪式等传感原理。

智能变送器是装有微处理器的变送器，可对测量值进行数据处理，输出标准模拟信号和/或数字信号，具有双向通信和自诊断能力。由于采用了微处理器技术，因而相比非智能变送器具有传感技术可靠，精度高，稳定性、重复性高，量程比大，迁移范围大，温度补偿能力稳定，自诊断功能完善，远程组态，远程通信功能等特点。

类型 按其用途，可以分为热工量的压力、压差、流

量、液位、温度等变送器，以及成分量的 pH 值、电导率、浓度、露点、气体成分等变送器。按其工作原理，又可以分为力平衡式、电容式、扩散硅式等各种变送器。一般在变送器名称前加修饰语，说明变送器的传感原理及用途。例如，热电偶温度变送器、电容式压力变送器、扩散硅差压变送器、氧化锆氧量变送器等。变送器输出的标准信号，经传输送入控制系统或常规仪表进行显示及控制。

力平衡式压力（压差）变送器　图 1 所示为力平衡式压力（压差）变送器原理，由两个杠杆（主杠杆和副杠杆）和一个矢量机构组成，其力的关系式为 $F_X l_1 = \frac{l_4}{l_3} l_2 \frac{1}{\tan\theta} F_d$，式中 F_X 为输入作用力；F_d 为反馈电磁力。矢量机构的支点 B 沿水平方向移动时，矢量角 θ 改变，可实现量程调整，另外在力传递系统中还设有零点迁移机构。传感器外部感受的压力作用在主杠杆上，引起副杠杆的位移，该位移由检测变压器及放大电路转换为标准模拟信号输出。

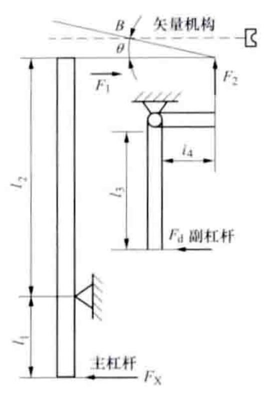


图 1　力平衡式变送器原理

电容式智能压力（压差）变送器　采用微位移工作原理，用差动电容作为检出元件，如图 2 所示。当中心感压模片受压发生位移时，两侧电容做相应的增加和减少，其差值电流 $I_2 - I_1$ 作为检出元件的输出信号。该信号与压力 p（或压差 Δp）成比例关系：$I_2 - I_1 = Kp$（或 Δp），式中 K 为比例常数，与电容结构和供电电压有关。

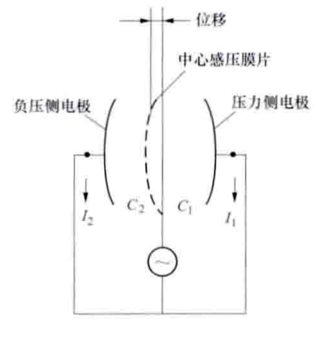


图 2　电容式变送器传感原理

图 3 所示为电容式智能压差变送器组成框图。来自电容传感器的信号经模拟量/数字量转换器后，送入电子线路板进行修正与线性化处理，并将数字信号转换为模拟信号输出及数字信号输出。由于电子线路板内采用了微处理器，可以对环境温度进行补偿，对传感器信号进行线性化处理，以及参数设置、故障诊断、远程通信等，因而使变送器测量精确度更高（可达 0.075%～0.1%），性能更好。

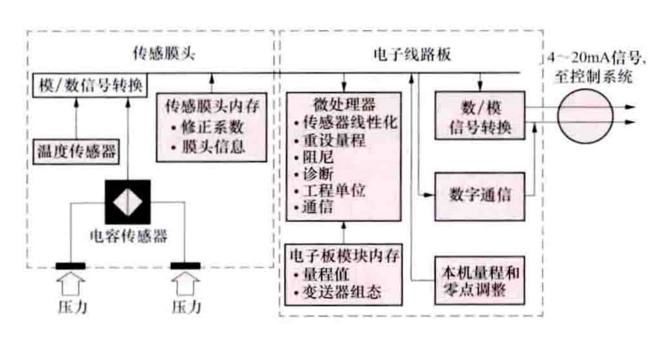


图 3　电容式智能压差变送器组成框图

扩散硅压阻式智能压力（压差）变送器　其工作原理为：过程压力加在变送器的隔离膜片上，然后经灌充硅油将压力传到敏感元件上。敏感元件是利用扩散技术在单晶硅芯片上制作出四个等值的电阻，组成惠斯登电桥。当传感膜片感受过程压力而产生微小形变时，在敏感元件内惠斯登电桥上的应变电阻发生变化，从而使电桥产生不平衡电压，随后通过电子线路被转换成相应的模拟信号或数字信号输出。扩散硅智能式压力变送器的测量精确度可达 0.075%～0.1%。

变送器的输出　传统的变送器为模拟量输出，已逐渐被全数字式智能变送器所代替。作为从 4～20mA DC 模拟量输出信号到全数字输出信号的过渡，一般智能变送器既可以输出传统的 4～20mA DC 模拟信号，也可以在模拟输出上叠加一个满足某种通信协议的高频数字信号。而现场总线智能变送器输出则为全数字信号，具有控制运算功能，从而既可以与智能现场设备（如阀门等）直接构成现场总线控制系统，又可以通过现场总线与分散控制系统联网，实现远程监视、控制、诊断、组态等功能。

bianya yunxing

变压运行

变压运行　（variable pressure operation）　保持汽轮机进汽调节汽阀全开或部分全开，通过改变锅炉出口蒸汽压力（温度不变）来满足电网负荷要求的一种机组运行方式，也称滑压运行。现 300MW 及以上容量火电机组，多设计为变压运行。

变压运行分类　根据汽轮机进汽调节汽阀在负荷变动时开启的方式不同，变压运行又可分为纯变压、节流变压和复合变压运行三种方式。

纯变压运行　在整个负荷变化范围内，汽轮机进汽调节汽阀全开，完全由锅炉改变主蒸汽压力来适应机组负荷变化。该运行方式存在很大时滞，负荷适应性差，不能满足调频的要求。另外在低负荷时，汽阀全开，进汽压力低，机组循环效率下降较多。

节流变压运行　在正常运行时，汽轮机进汽调节汽阀不全开，保持一定的节流。负荷增加时，全开调节汽阀，利用锅炉的蓄能，达到快速接带负荷的目的。此后，随锅炉蒸汽压力的提高，调节汽阀恢复到原来的位置。该方式解决了纯变压运行负荷调整时滞大的缺点，但在正常运行时，调节汽阀不完全打开，有节流损失，降低了机组运行的经济性。

复合变压运行　一种变压运行和定压运行组合的运行方式。对于喷嘴调节的汽轮机，在实际应用上有三种组合方式：①低负荷变压运行，高负荷定压运行。在低负荷时，部分调节阀全开做变压运行，随着负荷逐渐增大，主蒸汽压力逐渐升高，在达到额定值后，保持汽压不变，改用开大其余调节汽阀继续加负荷。这种运行方式在低负荷下只开部分调节汽阀做变压运行，进汽压力下降不大，减少了机组循环效率下降的幅度。在高负荷下机组能够迅速调整负荷，满足电网调频的要求。②高负荷变压运行，低负荷定压运行。根据汽动给水泵有最低转速和最小出口压力限值而提出的低负荷定压运行，以后随着机组负荷增加，逐渐开启调节汽阀直至全开，进入高负荷变压运行区段，采用锅炉升压提高机组负荷。③高负荷和低负荷定压运行，中间负荷变压运行。这种

运行方式在高负荷区采用喷嘴调节，保持额定压力运行。在中间负荷区关闭部分调节汽阀变压运行，而在低负荷区又采用喷嘴调节，保持在某一较低汽压下运行。该方式具备高负荷区调频的能力，满足低负荷定压运行的要求，而且在中间负荷区具有较高的运行效率和负荷适应性。是一种应用较广的复合变压运行方式，也称为定-滑-定复合变压运行。

变压运行的经济性 变压运行时，进入机组的蒸汽体积流量近似不变，因此当负荷降低时，蒸汽在喷嘴通道内和喷嘴出口的流速也近似不变，保证了设计的空气动力特性和汽轮机内效率。变压运行时允许给水流量、给水压力随负荷相应降低，对于变速给水泵，尤其是汽动给水泵，其消耗功率将随之减少。但由电动机直接拖动的定速泵消耗功率变化不大。另外，变压运行时，由于新蒸汽压力下降，蒸汽比热容下降，高压缸排汽温度上升，在低负荷时易于保持主蒸汽和再热蒸汽温度为额定值。但是在变压运行时，随着负荷降低，机组循环效率明显下降。这主要是因为初压降低，使得机组蒸汽可用焓减少。变压运行的经济性，取决于上述各项因素的综合，而且随着机组的结构、参数和采用的变压运行方式而异，不能简单地认为变压运行一定比定压运行经济。即使同一台机组以同一种变压方式运行，在不同的负荷区段，变压运行与定压运行的经济性比较也会有不同的结果。

变压运行的特点是负荷适应性好，机组负荷变化时，各级蒸汽温度基本不变，汽缸、转子金属温度变化很小，热应力和热变形小，为调峰机组频繁起动、变动负荷提供有利条件。应注意锅筒锅炉做变压运行时，由于汽压降低，锅水饱和温度也降低，因此在负荷变化时，要控制锅筒、过热器联箱、水冷壁联箱、控制循环泵等厚壁部件的温差和温度变化率在允许限度以内。同时应控制变压速度，防止省煤器、下降管、循环泵入口工质汽化，影响锅炉安全运行。

biaomian chuli

表面处理

(surface treatment) 改进金属构件表面性能的处理工艺。包括改变钢铁表面层的组织结构以使表面强化，或形成一层附着力较强的膜以改变表面性质。其目的是提高表面硬度、提高耐磨性或改进表面防护能力，如抗腐蚀等。表面处理可以分成表面强化和表面保护两个方面。

表面强化 包括感应加热淬火，火焰加热淬火、电接触加热淬火、表面喷丸处理以及激光加热淬火等。

感应加热淬火 利用交流电流在金属表层感应产生具有集肤作用的涡流和磁滞使工件表面加热。所需设备由交流电源、加热用感应器（线圈）和淬火冷却装置三部分组成。交流电源的频率视所需加热表层深度而异，可分超高频、高频、超音频、中频、工频等，频率越高，加热层深度越小。加热用感应器是用紫铜管根据构件要求设计制造的。图1为轴类连续感应加热淬火示意图。

为提高平面、内孔壁或局部加热感应器的效率，可加装导磁体。使用导磁体的类型与频率有关。中频和工频感应加热用硅钢片，超音频和高频感应加热用铁磁性氧化物。

火焰加热淬火 使用火焰加热构件表面，使表层淬火，火焰通常由燃烧高发热量的可燃性气体（如乙炔）产生。火焰喷嘴的形状与结构根据构件的要求设计制造，每种构件最好都有一个相应的喷嘴。进行处理时，为保证淬火质量，可使用淬火机床。图2所示为轴类连续火焰加热淬火示意图。

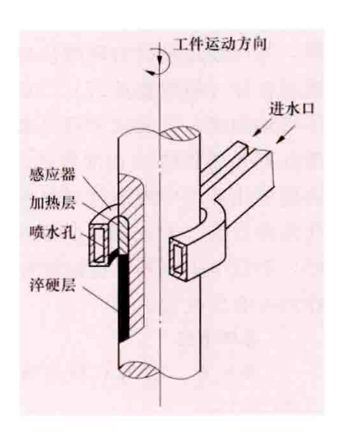


图1 轴类连续感应加热淬火示意图

电接触加热淬火 利用电极与金属接触的电阻发热引起构件表面加热、相变、自冷淬火，硬化层一般在0.3mm以下。

表面喷丸处理 用压缩空气把钢丸、铁丸、陶瓷丸等高速打到构件表面上的工艺，称为喷丸。喷丸不仅可以清除工件的氧化皮、型砂及杂物，还可以提高构件的疲劳强度。对奥氏体钢管的内壁喷丸，可以使钢管内壁近表面奥氏体晶粒碎化，产生大量的滑移带，还可能会出现形变孪晶和应变诱发马氏体。内壁近表面高密度的奥氏体晶界、滑移带等在锅炉运行过程中成为Cr元素由基体向钢管内壁表面扩散的短路通道，从而加快了Cr元素向钢管内壁表面扩散的速度，有利于Cr_2O_3保护膜的形成。这种保护膜能有效地将金属与腐蚀环境隔开，阻碍氧化的进一步进行，可有效减缓蒸汽的氧化速度，喷丸对提高奥氏体钢管内壁抗氧化性能有着积极的作用。

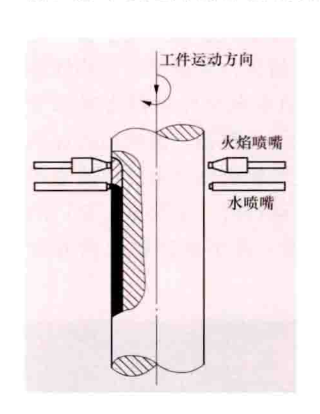


图2 轴类连续火焰加热淬火示意图

激光加热淬火 以激光作为能源，以极快的速度加热工件的自冷淬火。激光加热时，因其过程极短，无需考虑大气介质的影响；又由于加热层很薄，为自激冷淬火，无需特殊的冷却设备。工艺过程短，加热区域小、因而工件的变形也小，这是激光热处理最大优点。

表面保护 常见的有电镀、热喷涂、表面化学转化膜（有机涂层及发黑处理）等。

电镀 在机械制造业中，电镀不仅是重要的材料保持手段，也用于修复、制造和装饰。待镀工件经适当处理后，置于盛有镀液的槽内作为阴极。用与镀层金属相同的金属或用不溶于电镀液的金属或导体做阳极（如镀铬时用铅板、镀黑镍时用石墨等）。镀液中除溶解有准备镀的化合物以外，往往还含有其他成分（如导电盐、添加剂、缓冲剂、pH调节剂等），两极间接通直流电源在构件表面上就可镀上金属镀层。

热喷涂 将喷涂材料经过加热加速形成具有一定的温度、速度的熔融液滴，依次撞击到基体表面经过扁平化，急速冷却凝固后在基体表面上沉积形成涂层的一种喷涂技术。（见涂层保护）

表面化学转化膜　参与化学或电化学反应所形成且在构件表面附着良好的反应物膜层，主要有以下类型：①磷酸盐膜，其成膜过程称为磷酸盐处理或磷化；②铬酸盐膜，其成膜过程称为铬酸盐处理；③阳极氧化膜，多用于有色金属；④氧化物膜，其成膜过程是氧化。对于钢铁，则称发黑。发黑处理是将构件放在沸腾的氢氧化钠和亚硝酸盐的溶液中，表面氧化反应生成磁性氧化铁膜。膜的颜色与材料成分及氧化条件有关，有灰黑、深黑和蓝黑色。发黑膜的抗蚀性较差，不宜用于户外。但涂覆油、蜡或清漆后，保护性和摩擦性均可有所改善。

参考书目

唐秀丽．金属材料与热处理．北京：机械工业出版社，2012.

biaomianshi jiareqi

表面式加热器

（surface heater）　加热介质与被加热介质互不混合、而是通过传热元件的壁面进行热量交换的装置。汽轮机回热加热系统中广泛采用表面式加热器，如利用管形材料为传热表面的管壳式加热器。根据布置位置，一般位于给水泵至锅炉之间承受较高的压力和温度的加热器称为高压加热器（见图1），位于凝结水泵至除氧器之间承受较低的压力和温度的加热器称为低压加热器。供热用的加热器称为热网加热器。给水加热器是汽轮机热力系统中的主要辅助设备，如发生泄漏而不能正常运行时，不仅影响全厂的热效率，还会降低机组的输出功率，甚至威胁机组的安全运行。

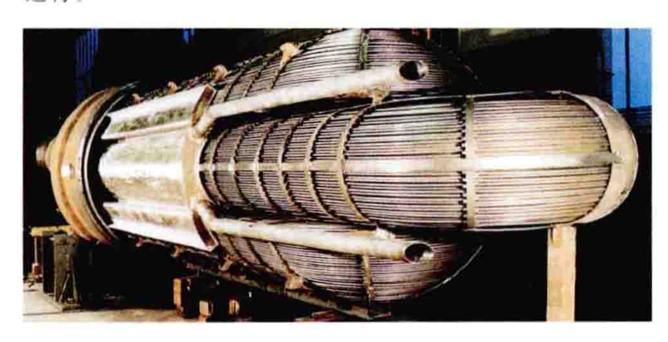


图1　带疏水冷却器的高压加热器

表面式加热器按结构类型可分为管板式和联箱式两大类。

管板式加热器　传热元件常采用直管或U形管，与管板相连接，被加热介质（水）在管内，加热介质（蒸汽或水）在管外。端部有圆柱形或半球形的水室作为连接和分配给水的通道。高压加热器常采用U形管，外径16～19mm，壁厚1.5～3.0mm，材料为低碳钢或低合金钢。大机组高压加热器的管板厚300～500mm，甚至有厚达1000mm的。其水室端盖有法兰螺栓连接结构、自密封大顶盖结构和自密封人孔盖等多种形式。低压加热器承受的水压和水温较低，加热蒸汽的压力和温度也较低，其结构相对简单，部件采用普通材料，管束多为黄铜、碳钢或不锈钢管，大机组最低抽汽压力的低压加热器常置于凝汽器内。管板式加热器结构紧凑，外形尺寸小，水阻小。随着机组容量增大，管板式加热器得到广泛采用。这种加热器的管子与管板连接工艺要求高，管板厚重使得锻件制作、机械加工及深孔钻孔比较复杂和难度大。管子与管板连接部位对温度变化敏感，运行操作要求严格。

联箱式加热器　主要特点是采用管径比较大的传热管与用作给水进出口的联箱相连接，不存在薄壁管与厚管板的连接可靠性和端部水室密封问题，故其可靠性高，制造工艺难度小，对温度变化适应性好。常用的传热管型式有螺旋管和蛇形管，管径多为25～32mm，壁厚3～5mm。

螺旋管联箱式加热器的传热面由水平螺旋管圈组成，在垂直方向排列成4～8个管组，布置在立式壳体内。螺旋管具有较大胀缩能力，抗振性好，间距较大，便于检修。但此种加热器体积较大。为便于检查和更换管子，壳体一般设有大法兰，但外壳法兰直径大，不易保持严密，水阻比较大。苏联的200～800MW机组都采用螺旋管联箱式的高压加热器。

蛇形管联箱式加热器的传热面由若干平行的蛇形管屏组成，蛇形管的两端分别焊接到进出口联箱的短接管上，结构较螺旋管式紧凑。德国、法国和比利时等国家的一些制造厂生产蛇形管式高压加热器。

简单的表面式加热器仅设置蒸汽凝结段（一段式），蒸汽作简单凝结放热，出水温度低于蒸汽凝结时的饱和温度，其差值称为传热端差或出口端差，一般约为3～6℃。复杂的表面式加热器还设有另用包壳围住用于对流换热的蒸汽冷却段或疏水冷却段（二段式）或两者兼备（三段式）。大容量机组常在抽汽过热度大的加热器中设置蒸汽冷却段，以期使出口端差低到0℃或负值（－1.7～－1.8℃）。在温升较大而不采用疏水泵的加热器中常设置疏水冷却段，以减少疏水热损失和减轻对疏水管弯头的冲刷。疏水出口和给水进水温差称为疏水冷却端差，一般为5～10℃。三段式虽结构较复杂，但热经济性好、设备费用低、维护方便，被广为采用。为简化结构，也可分别做成独立的蒸汽冷却器和疏水冷却器，但增加系统复杂性。加热器按布置型式常分为卧式、正立（水室在上），倒立（水室在下）三种。图2所示为典型的卧式U形管三段式加热器。卧式加热器便于安装、维修，液体表面积较大，有利于水位控制，运行稳定性好。立式加热器占用的厂房面积比较小。

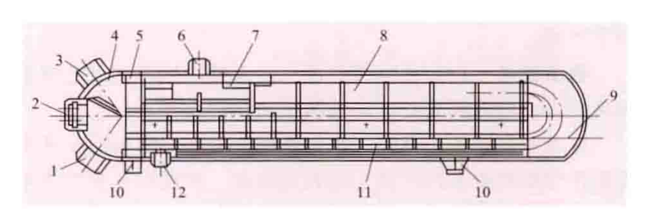


图2　卧式U形管三段式加热器

1—给水入口；2—入孔；3—给水出口；4—水室；5—管板；6—蒸汽入口；7—过热蒸汽冷却段；8—凝结段；9—正常水位；10—支座；11—疏水冷却段；12—疏水出口

螺旋管联箱式加热器和蛇形管联箱式加热器的最大优点在于检修方便，加热管可在现场更换。而U形管式加热器不便于检修，加热管一旦损坏只能封堵，直至加热面积设计裕量用尽后性能得不到保证而报废。

binglian diankangqi

并联电抗器 （shunt reactor） 并联连接在电网中，用以补偿电容电流的电抗器。发电厂根据电力系统计算结果要求，在升压站高压、超高压线路侧安装并联电抗器，以补偿线路容性功率，稳定电网电压；降低系统的工频过电压和操作过电压幅值；抑制潜供电流（线路侧）、降低恢复电压，有利于线路成功重合闸。

Bolan Wajisha Dianchang 460MW chaolinjie xunhuan liuhua chuang guolu

波兰瓦基莎电厂460MW超临界循环流化床锅炉

（460MW supercritical circulating fluidized bed boiler at Lagisza Power Plant in Poland） 安装在波兰南部卡托维兹（Katowice）市附近瓦基莎电厂的460MW循环流化床锅炉，由美国福斯特·惠勒（Foster Wheeler）公司设计制造，于2009年3月投入商业运行，是世界上首台超临界循环流化床锅炉，如图1所示。



图1 瓦基莎电厂460MW超临界循环流化床锅炉

瓦基莎电厂460MW超临界循环流化床锅炉的设计参数见表1，锅炉汽水系统见图2。锅炉的炉膛的断面尺寸为27.6m×10.6m，炉膛高度为48.0m。炉膛水冷壁为垂直管圈结构，采用西门子公司的低质量流速技术，以降低垂直管圈内的压力损失，减小辅机的能量消耗。8个由膜式壁围成的八角形蒸汽冷却式分离器布置在炉膛两侧，分离器的立管下部紧贴炉膛两侧布置8个整体再循环换热器（integrated recycle heat exchange bed，INTREX）。锅炉尾部烟道内布置过热器Ⅰ、再热器Ⅰ及省煤器，其后为回转式空气预热器。

锅炉水冷壁出口布置3个立式汽水分离器，干蒸汽从汽水分离器出来以后经炉膛顶棚的第一段过热器，然后进入悬吊管、尾部包墙和对流段过热器Ⅰ（SHⅠ）。过热器Ⅱ（SHⅡ）位于炉膛上部，在过热器Ⅱ以后，蒸汽进入构成过热器Ⅲ（SHⅢ）的8个平行的蒸汽冷却式分离器的膜式壁管子内，该分离器的膜式壁上覆盖有薄层高导热系数的防磨耐火材料。过热器Ⅳ（SHⅣ）为末级过热器，位于分离器下的INTREX换热器中。高温再热器也布置在INTREX换热器中，主蒸汽温度由两级喷水减温控制。再热蒸汽温度通过蒸汽侧旁路进行调节。锅炉运行方式是跟随汽轮机进行滑压运行，在低负荷（小于75%）时，主蒸汽压力低于临界压力（22.1MPa）；高负荷时，主蒸汽压力在超临界压力下运行。

表1 锅炉设计参数

序号	名 称	符号	单位	数值
1	锅炉蒸发量	D	t/h	1296
2	过热蒸汽压力	p_{gr}	MPa	27.5
3	过热蒸汽温度	T_{gr}	℃	560
4	再热蒸汽流量	D_{zr}	t/h	1105.2
5	再热蒸汽出口压力	p_{zr2}	MPa	5.46
6	再热蒸汽出口温度	T_{zr2}	℃	580
7	锅炉热效率	η_{gl}	%	92
8	机组发电效率	η	%	45.3
9	SO_2排放值	C_{SO_2}	mg/m³	200
10	NO_x排放值	C_{NO_x}	mg/m³	200
11	CO排放值	C_{CO}	mg/m³	200
12	粉尘排放值	C_{fc}	mg/m³	30

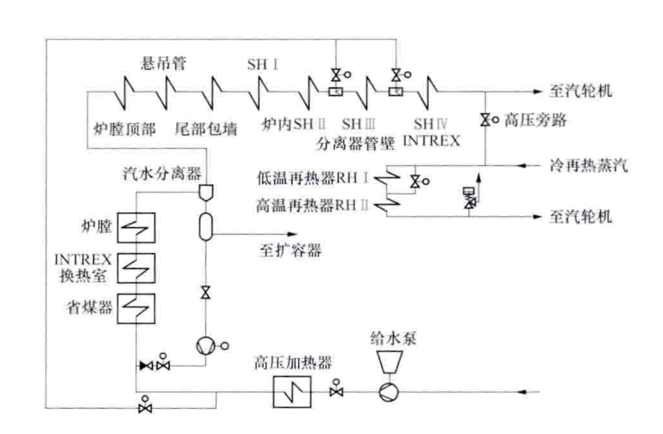


图2 瓦基莎电厂460MW超临界循环流化床锅炉汽水系统

瓦基莎460MW超临界循环流化床锅炉采用了烟气余热回收系统（HRS），可把锅炉的排烟温度降低到85℃以下，可提高电厂热效率0.8%。HRS安装在静电除尘器之前，和空气预热器并联，部分烟气在流过低压省煤器时得到冷却，之后烟气通过玻璃纤维烟道流入冷却塔。而低压省煤器内的工质被加热后被重新送回到回热系统。

表2为瓦基莎460MW超临界循环流化床锅炉的煤质特性。

表2 煤质特性

序号	项 目	单位	设计煤质	运行煤质
1	全水分	%	12	10.3
2	灰 分	%	23	24.7
3	低位发热量	MJ/kg	20	20.75
4	收到基全硫	%	0.4	0.86

表3是该锅炉实测的性能参数，该循环流化床锅炉的运行性能数据非常接近设计参数，且具有良好的动态特性。

表3 锅炉运行参数

序号	名 称	单位	100% BMCR	80% BMCR	60% BMCR	40% BMCR
1	锅炉蒸发量	t/h	1299	1033.2	738	518.4
2	过热蒸汽压力	MPa	27.1	23.1	17.2	13.1
3	过热蒸汽温度	℃	560	560	559	556
4	再热蒸汽出口压力	MPa	4.8	3.9	2.8	1.9
5	再热蒸汽出口温度	℃	580	580	575	550
6	锅炉热效率	%	93	92.9	92.8	91.9
7	床 温	℃	889	853	809	753
8	SO_2 排放值	mg/m³	<200	86	<200	143
9	NO_x 排放值	mg/m³	199	140	<200	167
10	CO 排放值	mg/m³	22	48	<50	45

buqifa yunxing

补汽阀运行 (operation of overload valve) 全周进汽的汽轮机通过增加一个补汽阀，在高压主汽阀和调节汽阀之间引出一部分新蒸汽，节流降低参数进入高压缸某级膨胀做功。补汽阀一般在主汽阀全开后开启，通过增加补汽阀运行，可以提高机组的调频能力。

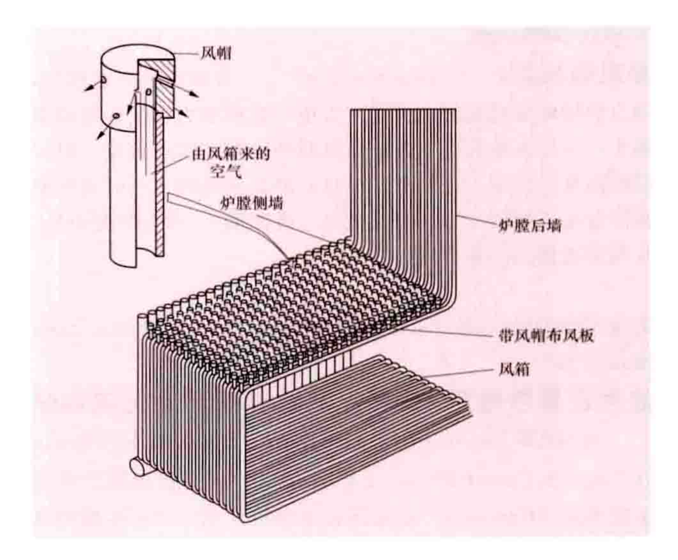
补汽阀的作用有：①提高汽轮机的过载和调频能力；②有利于保证第一级叶片的安全可靠运行；③补汽阀运行时，主汽阀可以保持全开，避免了主汽阀的节流损失；④避免进汽不均对转子的附加汽隙激振。

补汽阀的运行监视包括：①补汽阀开启前机组经济性提高，补汽阀开启后机组经济性随补汽量增加而降低，故一般应尽量减少补汽阀开启次数；②补汽阀运行时易造成高压缸内部气流扰动，导致汽轮机轴承振动上升，因此补汽阀运行时要监视机组的振动情况。

bufeng zhuangzhi

布风装置 (air distributor) 构成循环流化床锅炉炉底的均匀布风板。其作用为：①经布风板向炉膛内通入一次风（流化风），使流化风均匀分布到整个床层截面，并维持物料稳定的流化状态；②限制床料向下倒流入风室或堵塞通风孔。

布风板由风帽和固定风帽的多孔板组成，如图所示。新型水冷布风板的风帽固定孔开在膜式壁水冷管间的鳍片上，风帽之间浇注耐火防磨材料。循环流化床锅炉布风板采用的风帽形式主要有：小孔风帽、钟罩式大直径风帽、定向式风帽和“S”形弯管式风帽等。



布风板及风帽

以小孔型风帽为例，来自一次风机的高压空气从布风板下方的风室进入风帽的中心进风孔，再从风帽上部分径向分布的小孔流出。由于小孔的总截面积一般仅为布风板面积（即流化床料层底部断面）的3%左右，小孔出口的气流速度一般高达30～80m/s，其较高动能导致风帽周围及上方产生强烈扰动，并形成气流垫层，使床料层处于良好的均匀流化状态。因此，布风板的正确设计是循环流化床锅炉安全稳定运行的关键之一。

一般对布风板的设计要求为：①在锅炉的各种运行负荷下均能保证床料的稳定流化，布风均匀，不出现局部停滞区或节涌等不良流化现象；②对床内构件壁面及风帽自身的磨损较轻；③适当的布风板阻力；④避免向供风风室漏灰；⑤良好的结构性能，不易烧损，便于检修清理。

布风板阻力（又称空床阻力）是影响布风板性能的重要因素之一。阻力过高，造成过量能耗；阻力过低，容易产生局部床面“吹空”或“压死”的流化恶化现象。布风板阻力计算采用局部阻力计算公式，即

$$\Delta p=\xi\frac{u_g^2\rho_g}{2},\ \text{Pa}$$

即布风板阻力与小孔出口风速 u_g（30～80m/s）、空气密度 ρ_g 和阻力系数 ξ（2～2.5）相关。一般，当布风板面积依锅炉容量增大时，为保证均匀流化，u_g 选用较大值，布风板阻力相应增加。

布风板风帽一般用耐热铸铁制造，如 RTSi5.5 或 RQTSi5.5 等，有时也采用耐热合金钢。

Buleidun xunhuan

布雷顿循环 (Brayton cycle) 燃气轮机装置的理想热力循环，又称等压加热燃气轮机循环。由绝热压缩、等压加热、绝热膨胀和等压放热四个可逆过程组成，系美国人G.B. 布雷顿（George B. Brayton，1830—1892）于1872年提出。简单的燃气轮机装置由压气机、燃烧室和燃气透平三个主要部分组成，见图1（a）。一般常采用“开式循环”，上述四个热力过程的前三个分别在三个主要设备中进行，而第四个过程则在大气中完成，燃气透平的废气直接排往大气。该循环的压-容（p-v）图和温-熵（T-s）图示于图1。


G.B. 布雷顿

布雷顿循环的热效率为

$$\eta_t=1-\frac{1}{\pi^{\frac{\kappa-1}{\kappa}}}$$

循环的热效率主要取决于压气机后与压气机前压力的比值——压比 π，它的数值越大，循环效率也越高。然而实际的燃气轮机循环的热效率主要由以下几方面的因素决定：首先是燃气轮机前的温度与压气机前温度的比值，这个比值越高，效率越高；其次，循环的热效率随着压气机效率、燃气透平效率的提高而提高；此外，压比不是越高越好，为了达到高的循环效率，在给定的上述温度比值以及压气机和燃气透平效率的情况下，存在着一个最佳的压比，高于或低于这个压比都会使循环效率降低。

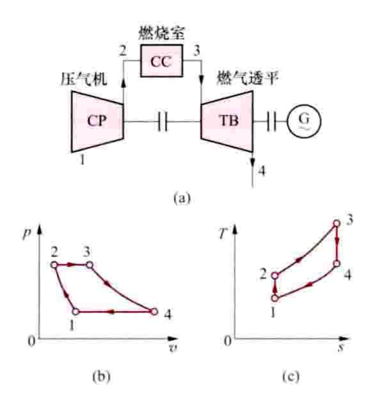


图 1　定压加热燃气轮机装置
(a) 装置系统图；(b) 压-容 (p-v) 图；(c) 温-熵 (T-s) 图

采用回热循环可进一步提高布雷顿循环的热效率。从燃气透平排出的废气一般具有相当高的温度，在排往大气前，可先用来加热从压气机出来的空气，经过加热的空气再送往燃烧室，这样就节约了燃料，提高了循环的效率。图 2 为回热循环燃气轮机装置的系统图。不难理解，为了充分发挥回热的作用，希望废气在回热器中被冷却到尽量低的温度，压缩空气被加热到尽量高的温度。为此，在布雷顿循环中的压缩过程可采用多级压缩，燃气透平的做功过程可采用多级膨胀。把多级压缩、多级膨胀与回热结合起来，就会使布雷顿循环的效率大大提高。当然，这样也就使装置复杂化了。如图 3 所示，在理想情况下，使用无限多级压缩与膨胀并与完全回热结合，就会达到同温限下卡诺循环的热效率。

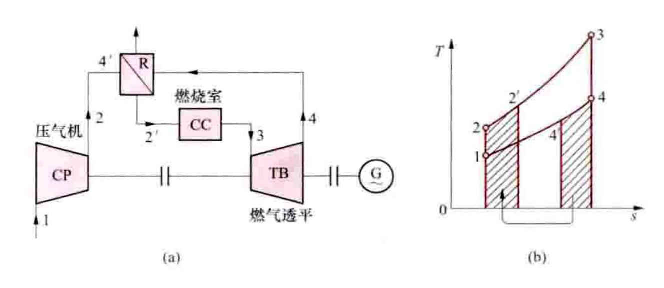


图 2　具有回热的燃气轮机装置
(a) 系统图；(b) 温-熵 ($T-s$) 图

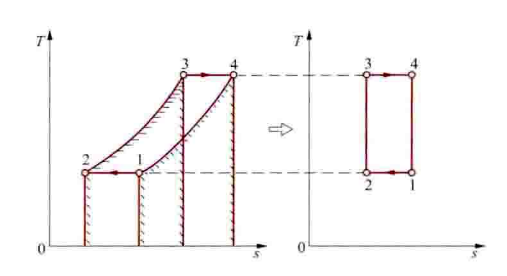
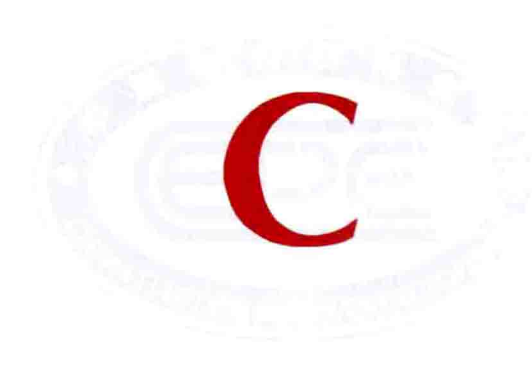


图 3　具有完全回热和无限多级压缩、无限多级膨胀的燃气轮机循环 $T-s$ 图



CO₂ paifang yingxiang

CO_2 排放影响 （CO_2 emission impact） CO_2 的排放对环境的影响。CO_2（二氧化碳）是空气中常见的化合物，常压下为无色、无臭、不助燃、不可燃的气体。CO_2 略溶于水，少部分 CO_2 会与水反应，产生碳酸。CO_2 的固体状态是干冰。CO_2 需加压到 5.1 倍大气压力才会以液态存在。CO_2 在自然空气中的含量是相对稳定的，自然空气中 N_2 和 O_2 的含量占到 99%以上，其他组分是 CO_2 和惰性气体。

CO_2 通常由燃煤、燃烧有机化合物、细胞的呼吸作用、微生物的发酵作用等产生，也是植物光合作用必需的基础物质。现代化工业社会燃烧煤炭、石油和天然气等化石燃料，产生和排放大量的 CO_2 气体。除此以外，人们的日常消耗也会制造出大量的 CO_2。

CO_2 被认为是造成全球气温升高的温室效应的气体之一。CO_2 能改变大气的热平衡，吸收地球的红外辐射，引起近地面大气温度的升高。近地面大气变暖会使地面蒸发增强，造成大气中的水汽增多。大气中的水汽增多又会使近地面大气对地球红外辐射的吸收进一步增强。如此相互作用，大气中 CO_2 的增强就会改变原有的大气热平衡。CO_2 气体同时具有吸热和隔热的功能。CO_2 与其他温室气体在大气中增多的结果是形成一种无形的"玻璃罩"，使太阳辐射到地球上的热量向外层空间的扩散受到抑制，导致地球表面变热，这种情况称为温室效应。温室效应影响全球气候和生态环境，造成全球气候变暖，森林面积减少，冰川融化，海平面升高，陆地面积减少，生态平衡受到影响。在自然界，可以大量吸收 CO_2 的主要是海洋中的浮游生物和陆地上的森林。

捕集的 CO_2 也有许多有益的作用，比如固态的二氧化碳（干冰）在常温下会气化，能吸收大量的热，因此可用于急速的食品冷冻上。低浓度的二氧化碳气体是生理性呼吸兴奋药。CO_2 比空气重，不助燃，因此许多灭火器都会产生 CO_2 气体，利用其特性灭火。CO_2 也是一种常用的食品工业原料。二氧化碳是植物光合作用所必需的基础物质。在火电厂烟气的排放浓度下，未发现对人群有明显的生理影响。

为控制温室气体排放，1992 年联合国通过了《联合国气候变化框架公约》；1997 年 12 月，在日本京都举行的联合国气候变化框架公约参加国三次会议制定了其补充条款《联合国气候变化框架公约的京都议定书》（以下简称《京都议定书》），目标是"将大气中的温室气体含量稳定在一个适当的水平，进而防止剧烈的气候改变对人类造成伤害"。

中国于 1998 年 5 月签署并于 2002 年 8 月核准了该议定书，欧盟及其成员国于 2002 年 5 月 31 日正式批准了《京都议定书》。2005 年 2 月 16 日，《京都议定书》正式生效。

《京都议定书》明确的温室气体包括：二氧化碳（CO_2）、甲烷（CH_4）、氧化亚氮（N_2O）、氢氟碳化物（HFCs）、全氟化碳（PFCs）、六氟化硫（SF_6），其中 CO_2 是最主要的温室气体。根据《京都议定书》，发达国家从 2005 年开始承担减少碳排放量的义务，而发展中国家则从 2012 年开始承担减排义务。《京都议定书》明确了发达国家与发展中国家在温室气体减排方面分别承担"共同但有区别的责任"原则。

2009 年 11 月，中国提出 2020 年单位 GDP 的 CO_2 排放比 2005 年下降 40%～45%，并作为约束性指标纳入国民经济和社会发展中长期规划。

中国 90%的温室气体排放来自化石燃料的燃烧排放。2012 年，中国煤炭消耗量约为 40 亿 t，其中燃煤电厂用煤近一半。中国实现减少 CO_2 排放量目标的措施包括：逐步降低煤炭消费比例，积极发展水电、核电和可再生先进能源的利用；实施产业结构优化和调整、实行优化能源结构、大力发展低碳能源、提高能源转化效率等；建立智能电网等与可再生能源发展相适应的基础设施系统；大规模推广应用成熟先进的能效技术、节能建筑、太阳能热利用、热电联产、热泵、超超临界压力锅炉、先进核电、混合动力汽车等。

CR/DR chengxiang

CR/DR 成像 （photo-CR/DR） 在传统射线检测技术（RT）基础上发展起来的计算机射线照相检测技术（computed radiography，CR）和直接数字化照相检测技术（digital radiography，DR），是新的射线检测技术。

CR 成像 CR 检测技术就是将携带照相信息的 X 射线影像记录在影像板（image plate，IP）上，经读取装置读取，并通过计算机处理后最终获得数字化图像的技术。CR 影像的形成过程主要分为以下步骤：①图像影像板置于暗盒内，利用传统设备曝光（X 射线或 γ 射线），曝光引起成像板中的光激励发光（photo stimulated luminescence，PSL）物质存储图像，形成潜影；②在数码成像扫描仪上阅读过程中，潜影经过激光扫描进行读取，影像板被激励后，以紫外线形式释放出存储的能量；③利用光电倍增管，将发射光转换成数字化的电信号；④电信号在计算机屏幕上重建成可见影像，并根据检测的特性要求进行影像的后处理。影像读取过程完成后，影像板的影像数据可通过施予强光来消除，使影像板可重复使用。

与传统射线检测技术比较，CR 具有的优点包括：①CR 技术实现常规射线照相信息数字化，使常规的射线照相的模拟信息直接转换为数字信息，能显著提高图像的分辨、显示能力，突破常规射线照相技术的固有局限性；②可采用计算机技术，实现各种图像后处理功能，增加显示信息的层次；从而降低射线照相的辐射剂量，减少辐射损伤；③提供了传统的 X 射线胶片的数字替代物，用数字技术替代胶片，不但节省了耗材，而且还极大减少了成像时间，提高了检测效率。

CR检测技术可用于电站金属部件的无损检测，如电站锅炉管道的在役检测，使用传统射线检验技术工作量大，且检出效果不理想；如使用CR技术，则可显著缩短检修工期，获得准确的检验结果。使用CR技术及相关壁厚测量软件，可以快速、准确地了解管道的状况，更早发现缺陷及隐患，提高设备运行的可靠性。此外在锅炉受热面小径管焊缝检测应用中，使用CR技术的数字图像质量能充分满足分辨率和对比度灵敏度的要求，尤其当现场检测需要立即给出结果时，CR技术更加便利。

DR成像　DR成像技术是利用计算机数字化处理，使模拟视频信号经过采样、模/数转换（analog to digital，A/D）后直接进入计算机中进行存储、分析和保存。经计算机数字化处理后，通过改善影像的细节、降低图像噪声、灰阶、对比度调整、影像放大、数字减影等，显示出未经处理的影像中所看不到的特征信息。

DR检测系统的组成可以简单地表述为：射线源、检测对象、射线成像探测器、图像数字化系统和数字图像处理系统。DR的装置包括射线成像探测器及影像后处理和记录部分（计算机、打印机和其他存储介质）。其技术优势具体表现在进一步缩小像素单元以提高图像的分辨率、提高检测器对X射线的转换率以降低X射线剂量以及配套研发高质量的图像处理软件以进一步提高图像质量。

与CR技术相比，DR技术的优点有：①利用非晶硅或非晶硒板作为X射线探测器，直接将穿透后的X射线信息转换成电信号，而电信号通过计算机处理成数字图像，成像环节少。②图像清晰度优于CR技术，因为DR技术图像的清晰度主要由像素尺寸大小决定，并且无光学散射引起的图像模糊。而CR技术由于系统自身的结构限制，在受到X射线照射时，影像板中的磷粒子使X射线存在散射，引起潜像模糊，而在读取潜像过程中，激光扫描仪的激光在穿过影像板时产生散射，沿路径形成受激荧光，使图像进一步发生模糊，降低了图像的分辨率。③噪声源少，没有二次激励过程引入的噪声，S/N高。④曝光时间短，工作效率更高。相对于CR技术，DR技术在电力无损检测领域中的有效应用尚有待于研究和推广。

与传统的射线检测技术比较，CR和DR技术不仅可提高检测效率和检验质量，而且能在事故情况及非正常运行情况下实现及时、有效的检测，同时具有检验工作环境相对宽松、检验结果数据化便于管理等特点。

cainuan tongfeng he kongqi tiaojie

采暖通风和空气调节

（heating ventilation and air-conditioning，HVAC）　全年性保持厂房内所需的温度、湿度、空气洁净度、允许含尘浓度等要求的设施。包括采暖、通风、空气调节、输煤系统除尘等系统。

采暖　处于采暖地区及采暖过渡区的发电厂对工艺系统要求和人员工作场所设置采暖系统。常用的有热水采暖和蒸汽采暖两种。蒸汽采暖因回收利用和凝结水排放量大、水处理成本高等问题，已很少采用。采暖热媒采用高温热水的供、回水设计温度，对采暖地区一般为110℃和70℃，采暖过渡区一般为95℃和70℃。

采暖热交换站　由汽-水换热器、水-水换热器、热水循环水泵、补水定压系统、凝结水回收系统组成。一般采用壳管式换热器，数量不少于2台，当其中1台停运时，其余换热器的总供热能力可满足60%～75%的热负荷要求。加热采暖热媒的蒸汽一般为汽轮机低压级抽汽，但不低于0.4MPa表压。采用调节进入换热器的蒸汽阀门开度控制供水温度的质调节方式，适应不同室外温度情况的热媒温度要求。

主厂房采暖　采暖负荷按停机状态，不计设备和管道散热量，维持室内温度+5℃计算。采暖系统按单机、单炉划分成小系统独立运行，以适应机组检修或不同投产进度的冬季采暖要求。采暖设备以散热器为主，承担70%以上的采暖热负荷，辅以暖风机和大门热风幕。

生产辅助和附属建筑采暖　采用热水采暖，单体建筑物室内采暖系统一般为上供下回同程式，采暖设备为散热器。输煤系统的采暖通常采用高温热水为热媒，按一个转运站加一段栈桥为一个采暖系统，散热器靠栈桥单侧布置，极严寒地区可按两侧布置，需考虑通风除尘排风造成的热补偿。但地下卸煤沟的采暖系统不考虑机械通风加热装置的热补偿。

厂区供暖热网　采用枝状管网，设计流量根据热负荷计算确定。采用架空和地沟相结合的方式敷设，并用保温管壳保温。

通风　通过自然或机械方式排除室内余热、余湿及有毒有害、易燃易爆或含粉尘气体的设施。包括：①以排除余热、余湿为主要目的的通风系统，有主厂房全面通风、电气设备间、大型电动机、电缆夹层和电缆隧道等。②以排除有毒、有害气体为主要目的的稀释通风，有加氯间、加药间、酸碱库、药品储存间、液氨储存区、SF_6设备间、污废水泵房等。③以排除可燃或爆炸性气体为主要目的的通风系统，有蓄电池室、制氢站、燃油泵房等。④以排除和稀释工作场所粉尘为主要目的的通风系统，有输煤系统、石灰石输送系统等。火电厂通风设计时，主厂房全面通风和电气设备间通风较为重要。

主厂房全面通风　利用热压作用自然排风或通过风机等设备排除主厂房内的余热，包括汽机房全面通风和锅炉房全面通风。

（1）汽机房全面通风分为负压通风（自然进风自然排风、自然进风机械排风）和正压通风（机械进风自然排风、机械进风机械排风）。负压通风系统简单、投资省，为大部分电厂所采用；正压通风系统较复杂、投资较大，但通风效果和厂房清洁程度较好，适合在大风沙地区或封闭式厂房采用。汽机房应优先采用自然通风。但对直接空冷机组，由于空气冷却器机械通风的影响较大，除夏季通风温度不高于26℃地区可考虑采用自然通风外，一般采用自然进风机械排风的通风方式。

（2）锅炉房全面通风指紧身封闭锅炉房内通风，夏季一般采用自然进风自然排风的通风方式，但在冬季由热压形成的“烟囱效应”，可能导致锅炉房底层冷风渗透而结冻。可采用运转层平台加以阻断，有的发电厂还通过风机将炉顶热空气送到零米层防冻。

电气设备间通风　在一般情况下可满足维持室内温度的要求；对发热量较大且布置集中的电气设备间，如变频器室、空冷配电室、励磁小室以及布置有多台干式变压器的

400V配电间、电除尘配电间等，需增设空调或水蒸发冷却降温设备，通过通风和降温设施保持夏季室内最高温度不超过40℃。

空气调节 包括集中（单元）控制室、电子设备间、就地控制室、有温湿度要求的工艺设备间及厂前区办公和生活区域建筑的空调。

（1）集中控制室和电子设备间空调。为全年性全空气空调系统，大中型容量机组的集中控制室和电子设备间为各自独立的空调系统，小容量机组可以合并为一个系统。通常采用屋顶组合式恒温恒湿式、冷水机组＋组合式空气处理机组式等空调机组，也可采用溴化锂空调机组。气流组织通常为上送上回方式，机械排烟系统独立设置。每个系统的空气处理机组不少于2台，其中1台备用。空调采用自动控制系统，监测设备运行状况、送风和回风空气参数及防火排烟系统的控制，可纳入分散控制系统（DCS）集中监控。

（2）就地控制室和生产附属建筑空调。输煤、化学等各就地控制室一般采用就地风冷分体式空调机。有些电厂的生产办公楼等采用风机盘管加新风系统或变制冷剂流量（VRF）多联分体式空调机组，寒冷和严寒地区冬季采用散热器系统供暖。

输煤系统除尘 在卸煤沟、各转运站、碎煤机室的落料点以及原煤斗设置水喷雾抑尘和除尘装置，除尘器排放管的空气含尘浓度不高于60mg/m³。常用的除尘装置有袋式除尘器、冲激式除尘器、静电除尘器，以及组合几种除尘方式的复合型除尘器等。

微雾抑尘是捕捉漂浮的细小粉尘和呼吸性粉尘、增加煤的表面水分、防止二次扬尘、降低进入除尘装置入口含尘浓度的有效手段。

caozuo dianyuan xitong

操作电源系统 （operation power supply system）

向火力发电厂的控制、信号、保护和自动装置等提供电源的供电网络。操作电源在最严重的事故情况下，需保证控制、信号、保护和自动装置等设备可靠、连续工作所需的容量和电压质量。

系统配置 操作电源有直流和交流两种，其中直流系统通常采用蓄电池组供电。①根据操作电力负荷要求，对强电控制，直流电压可为110V或220V；对弱电控制，可设48V或更低电压的操作电源系统。②对远离主厂房的厂用高压电气设施，如水源地、输煤系统等可采用专用的阀控密封式铅酸蓄电池或镍镉电池供电的直流系统。③对不重要的辅助系统，可用交流复式整流电源或电容储能的直流电源操作，也可采用交流操作。④电厂中不重要的低压电动机，可直接用交流操作，其操作电源取自本身的电动机电源回路。⑤对大容量机组电厂的部分重要的不允许短时停电的交流设备，如热工仪表、调节设备及计算机和通信设备等，采用交流不停电电源装置供电。⑥隔离开关操作的闭锁回路和远方操作的电动机回路，通常采用交流操作，也可由交流整流电源或由电厂蓄电池电源系统供电，进行直流操作。

供电回路 由操作电源系统母线及馈线回路组成，向各用电设备供电的网络。操作电源有环形供电或辐射供电两种方式，其中环形供电一般采用电源小母线形式。①控制屏控制方式时，重要系统或设备的断路器控制、保护与信号电源分别由控制和信号电源小母线供电；不重要的断路器，控制和信号电源小母线可以合并；隔离开关的信号回路等由信号小母线供电。②计算机监控方式时，信号系统由计算机监控系统实现，不设专门的信号电源。控制和保护电源可由控制电源小母线或辐射方式供电。电磁操动机构合闸线圈和电动机操动机构的电动机回路，由合闸小母线供电。

操作小母线的电源通常采用分区集中供电方式，供电电源采用双回以上馈线的供电网络。对大容量机组，可采用辐射式供电，直接由直流屏或分配电屏引出电缆向设备供电。分配电屏由直流电源屏用双回馈线供电，安装在靠近负荷处。

保护、自动重合闸回路和断路器的控制回路根据需要可合并供电或分别供电。对断路器有双套跳合闸线圈及重要的保护和自动装置为双重化时，其控制电源也应双重化。采用环形供电方式时，可设两组控制小母线，分别由接不同蓄电池组的两段母线的两条馈线供电；如只有一组蓄电池，也需用两条电缆从不同母线段上引接。辐射供电方式时，两路电源应从不同蓄电池组或母线段的馈线引接。

每条电源馈线和每个设备的操作回路需设自动开关或熔断器保护设备，其额定电流按用电设备的工作电流选择，各级保护设备之间需有选择性。保护设备必须满足系统短路稳定要求。直流系统的短路电流按蓄电池组容量和馈线回路电阻值等数据计算。

celiang huilu

测量回路 （measuring circuit）

监视设备运行参数和电气系统运行状态的测量表计及电气接线。

测量方式有常用测量仪表和计算机监控两类。常用测量仪表指装设在屏、台、柜上的电测量表计，包括直接仪表测量、一次仪表测量和二次仪表测量，有指针式仪表、数字式仪表、记录型仪表等类型。计算机监控（测）的测量按计算机监控系统的不同采用交流或直流采样。电气监控系统和发电厂网络监控系统一般为交流采样，采用电流互感器和电压互感器二次直接输入方式。分散控制系统（DCS）电气模拟量为直流采样，经变送器输入。

测量表计配置 测量回路根据设备的重要性及生产工艺运行监视的需要配置测量表计。

（1）发电机需配置完整的表计，通常装有定子回路电流表、电压表、有功功率表、无功功率表，以及励磁回路电流表、电压表和自动电压调整器的输出表计等。电动机根据容量和重要性，装设电流表及有功功率表。输电线路装设电流表及有功和无功功率表。各级电压母线装设电压表和频率表等。为计量输出功率，电力回路通常装设有功电能表和无功电能表。

（2）采用计算机监控方式时，电气测量仅保留极少量的常测表计，在显示器上显示运行曲线等参数，并有事故打印记录及越限报警等功能。

（3）测量表计必须保证准确等级要求。①指针式交（直）流仪表通常为1.5级及以上，装在变送器的二次表计为1.0级及以上，数字式仪表为0.5级及以上。②电能表的准确等级根据一次设备的重要性确定。单相用户、315kVA

以下计费用户和电厂内考核用表的有功电能表为 2.0 级，无功电能表为 2.0 级；100MW 以下发电机的厂用电量，以及供电企业内部考核的计量点有功电能表为 1.0 级，无功电能表为 2.0 级；100MW 及以上发电机、企业之间的电量交换点、发电上网电量有功电能表为 0.5S 级，无功电能表为 2.0 级；200MW 及以上发电机、发电企业上网电量有功电能表为 0.2S 级，无功电能表为 2.0 级。③除数字式仪表外，电流、电压互感器和变送器等的准确等级需高于测量表计等级，如表计为 1.0 级，互感器和变送器需为 0.5 级，以保证表计的准确度。

测量回路接线　除直接仪表测量装置直接与设备的一次回路连接外，一次仪表测量和二次仪表测量都接在电流和电压互感器二次侧，或经变送器接入。当计算机监测采用直流采样并设有变送器时，常测仪表采用二次仪表测量方式。当计算机监测采用交流采样不设变送器时，常测仪表可采用一次仪表测量方式。

cengshi ranshao

层式燃烧　(grate firing)　燃料置于金属栅格（即炉排或炉箅）上，形成一定厚度燃料层所进行的燃烧方式，又称火床燃烧。进行层式燃烧的锅炉称层燃炉（或称火床炉）。层燃炉有固定火床和移动火床两类。移动火床又包括把煤抛向移动炉排上的抛煤机炉、燃料层和炉排一起移动的链条炉、燃料层沿炉排移动的振动炉排炉和倾斜或水平推饲炉，其中以链条炉和抛煤机链条炉应用较广，容量也较大，其他多用于小容量锅炉。

固定火床上的燃烧过程如图 1 所示，新燃料加在正在燃

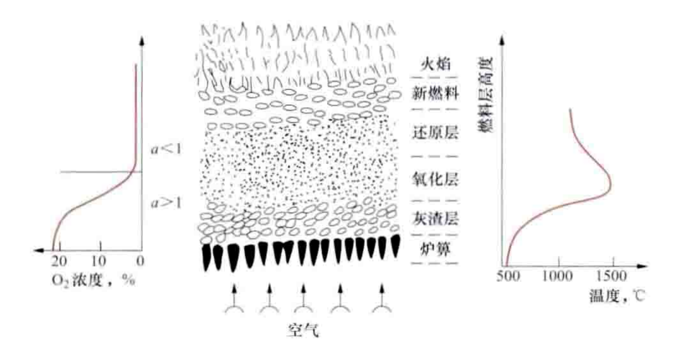


图 1　燃料在固定火床上的层式燃烧

烧的燃料层上，受到加热、干燥，放出挥发分，着火、燃烧。已燃的燃料逐渐下降、燃尽，成为灰渣。在不断从上方加燃料，不断清除灰渣的情况下，燃烧连续不断地进行。空气主要从炉排下方送入，通过灰渣层时受热预热，穿过上面已放出挥发分的炽热焦炭层时，起氧化作用，将焦炭中的固定碳基本燃尽、空气中的氧变成二氧化碳，这部分燃料层称氧化层；继而进入其上的燃料层，部分被还原成一氧化碳，这部分燃料层称还原层。还原过程为吸热过程，气温有所降低。因此固定火床上的燃烧可分为预热干燥和挥发分析出、还原、氧化、灰渣等层。燃料放出的挥发物，一部分在层中燃烧，大部分上升至炉膛空间，还原区生成的 CO 也升至炉膛空间，与送入的二次风混合而燃尽。

移动火床的燃烧过程可以链条炉为代表。链条炉排上燃料层的燃烧过程是沿炉排长度方向分区分阶段进行的，不同区段的燃料层进行不同的燃烧阶段，具体见图 2。表征层燃炉热负荷强度常用炉膛容积热负荷（见炉膛热力特性）和炉排面可见热负荷两种方式，后者是指炉排单位面积在单位时间内燃烧燃料所释放的热量，表示燃烧的强烈程度：$q_R=\frac{BQ_{net,ar}}{R}$，kW/m²，式中 B 为进入炉子的燃料量，kg/s；R 为炉排有效面积，m²；$Q_{net,ar}$ 为燃料的低位发热量，kJ/kg。

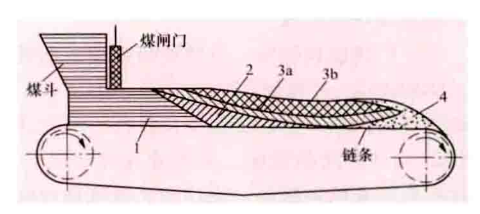


图 2　链条炉排上煤层的燃烧
1—新燃料区；2—析出挥发分区；
3a—炭燃烧氧化区；3b—炭燃烧还原区；
4—燃尽区

层式燃烧的燃烧效率较低，锅炉设计效率一般为74%～84%；对煤种适应性差；锅炉容量受炉排面积所限，一般不超过 65t/h。但层式燃烧运行操作较简单，不需复杂的制粉设备，辅机较简单，能耗低，造价低，运行中不会突然灭火，现仍广泛用于工业锅炉。

chaiyou fadianjizhan

柴油发电机站　(diesel-generator plant)　电厂中布置交流保安电源用柴油发电机组的场所。

柴油发电机组一般都选用快速起动的快装式机组，相关辅助系统、设备和管道组装在同一个底座上，便于设备安装。只需引入燃油和冷却水，从自备的配电盘上接出电源。柴油发电机站一般自设高位油箱向柴油发电机组供油，高位油箱容量需满足柴油发电机运行 8h 的要求。柴油发电机还应自带闭式循环冷却系统。机组起动通常采用自备蓄电池供电起动，也可以利用压缩空气起动。

柴油发电机站布置在主厂房内或集中控制室底层，或单独布置在距交流保安电源不远的主厂房区域。柴油发电机及高位油箱等均室内布置。室内布置足够的检修场地，并设检修起吊设施。柴油发电机站的设计需满足通风、防火、防爆等有关规定，考虑降低噪声或隔声措施。

为保证柴油发电机组在电厂急需时能确保快速起动并安全运行，柴油发电机组需定期试运，一般约 1 个月 1 次。

changji jiankong xinxi xitong

厂级监控信息系统　(supervisory information system for plant level, SIS)　采集发电厂各系统的实时生产过程数据，以全厂生产过程实时/历史数据库为平台，为全厂实时生产过程综合优化服务的监控和管理信息系统。厂级监控信息系统从全厂的生产过程控制系统采集生产实时数据，对实时数据和历史数据进行计算分析，完成厂级和机组级生产过程的监视、性能计算、经济性分析、运行优化、数据统计及分析、负荷优化分配、故障诊断等功能，为电厂运行人员和生产管理人员提供操作指导，同时也向火电厂管理信息系统提供实时和历史数据。

厂级监控信息系统由生产过程实时和历史数据库平台（系统平台），以及应用功能软件模块组成。

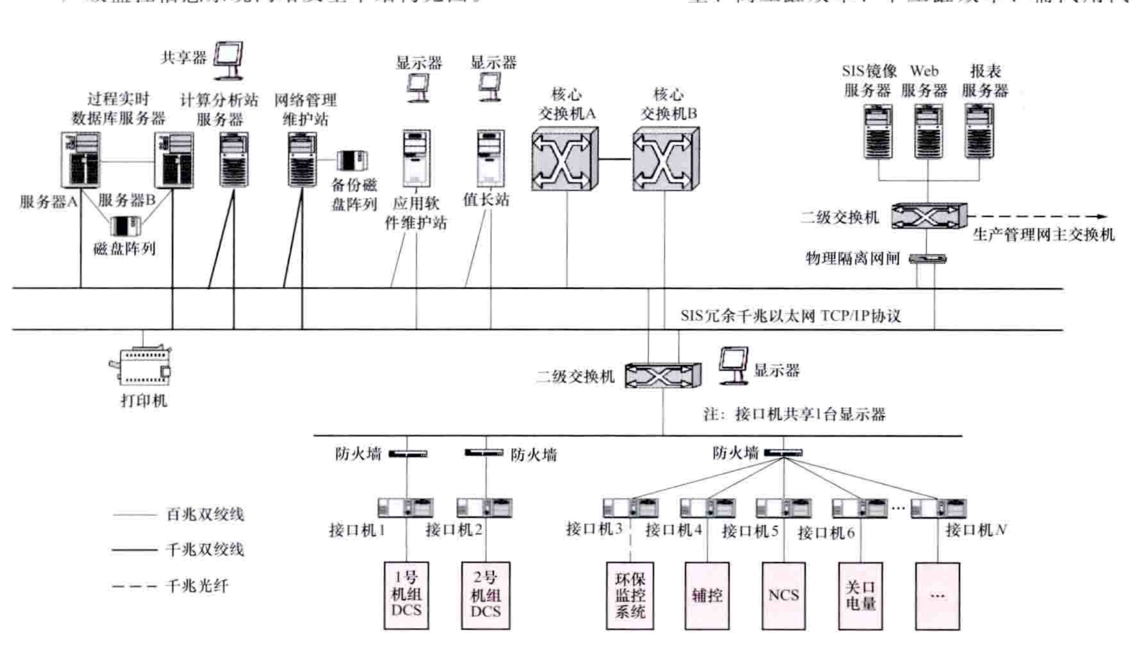
系统平台　厂级监控信息系统的硬件、网络和系统软件的总称。它由厂级监控网络、过程管理/分析功能站和客户机、系统软件等组成。

(1) 厂级监控网络。系统网络架构和配置满足局域网标准（IEEE802.x）和通信协议标准（TCP/IP），系统一般设计成独立的网络，信息流为单向设计，只允许分散控制系统（DCS）向 SIS 发送数据。系统通过冗余接口或设备采集生产过程控制系统的数据，通过防火墙或物理隔离设备将数据写入数据库服务器。应用软件功能站或服务器通过核心交换机进行数据处理和计算后，再回写入数据库服务器。客户端通过 SIS 显示端软件浏览或访问数据库服务器/镜像服务器。SIS 通过物理隔离设备或防火墙与信息管理系统（MIS）或外部网络连接。SIS 的时间通过全球定位系统（GPS）时钟进行同步。

(2) 功能站和客户机。功能站是完成系统应用和管理功能的计算机或服务器，包括数据库、应用软件、系统备份、防病毒、维护管理的计算机或服务器，系统内的其他计算机称为客户机。实时/历史数据库服务器应配置企业级数据库服务器，可采用容错或冗余配置，并支持多服务器结构或网络服务器结构。功能站和客户机的操作系统一般为 Windows（专业版、标准或企业版）及 Unix 系统等。

(3) 系统软件。实时/历史数据库平台应采用开放式体系结构和分布式系统设计，支持数据库数据文件的备份、恢复功能，提供数据压缩方法，提供计算引擎或者计算接口，支持基于角色的用户权限管理，支持标准的客户/服务器（Client/Server，C/S）结构和浏览器/服务器（Browser/Server，B/S）结构，提供规范的函数调用接口、内嵌 VBA 等脚本编程语言，具备基本客户端软件，其数据采集接口软件可以在服务器或接口设备上运行，数据备份软件支持数据库群集应用方式。

厂级监控信息系统网络及基本结构见图。



厂级监控信息系统网络及基本结构示意图

应用功能软件模块　实现厂级监控信息系统应用功能的核心软件。它具有模块化结构的特点，可由用户根据需要选择部分或全部功能模块。

(1) 生产过程信息采集、处理和监视模块。采集各机组 DCS、机组脱硫系统、全厂辅助车间系统、电气控制系统等所有控制系统的数据，生产工艺流程监视画面应能反映各系统特点，应能以趋势图、棒图、相关参数组等多种形式进行画面显示。

(2) 生产过程信息分析和统计模块。对生产过程的信息和经过计算及处理的数据形成一定格式和内容的报表等，包括机组运行的各类统计报表和绩效考核等类型。

(3) 机组级性能计算模块。可计算供电煤耗率、发电煤耗率、厂用电率、锅炉效率、高压缸效率、中压缸效率、主蒸汽压力、主蒸汽温度、再热蒸汽压力、再热蒸汽温度、再热器压损、锅炉排烟温度、烟气含氧量、飞灰含碳量、驱动给水泵汽轮机用汽量或者电动给水泵用电量、凝汽器真空、凝结水过冷度、最终给水温度、各加热器端差、过热器减温水流量、再热器减温水流量、燃料发热量、辅汽用汽量、机组补水率、轴封漏汽量等。除上述性能指标外，在测点具备条件的系统中还可以对凝汽器、加热器、空气预热器、汽动给水泵组、风机等设备性能进行计算。

(4) 厂级性能计算模块。计算全厂运行性能因子、全厂供电煤耗率、全厂发电煤耗率、全厂供电量、全厂发电量、全厂燃煤量、全厂燃油量、全厂补给水量、全厂汽水品质指标、全厂辅助用汽量等。

(5) 机组经济性指标分析模块。分为可控耗差和不可控耗差。可控耗差包括主蒸汽压力、主蒸汽温度、再热汽温度、锅炉排烟温度、烟气含氧量、飞灰含碳量、驱动给水泵汽轮机用汽量或者电动给水泵用电量、厂用电率、凝汽器真空、最终给水温度、各加热器端差、过热器减温水流量、再热器减温水流量。不可控耗差包括再热器压损、燃料发热量、高压缸效率、中压缸效率、辅汽用汽量、机组补水率、凝结水过冷度、轴封漏汽量等。

(6) 运行优化曲线和设备操作指导模块。可提供主蒸汽压力、主蒸汽温度、再热蒸汽温度、烟气含氧量、凝汽器最佳真空等优化曲线，可为高压调节汽阀开度、磨煤机投运方式、循环水泵运行方式等设备提供操作指导。

(7) 机组在线性能试验模块。可进行锅炉、汽轮机、凝汽器、空气预热器漏风率和真空严密性在线试验。

（8）负荷优化分配模块。有实时负荷分配和时段负荷分配两种方式，包括手动模式、自动发电控制模式和96/288点负荷曲线模式三种运行模式，以全厂最大收益为目标，进行最优化的负荷分配。

（9）设备状态监测和故障诊断模块。具有设备状态监测、机组故障诊断、金属状态检测监督和机组寿命管理、汽轮发电机组振动监测数据管理等功能。

（10）基于开放型平台的其他应用模块，如机组的对标管理、机组的可靠性管理、信息的移动发布等。

1997年，中国电力规划设计总院提出火电厂厂级监控信息系统、控制系统及信息系统网络化的概念和要求。国产厂级监控信息系统自2003年首次在火力发电厂应用以来，已作为生产管理的手段得到普遍应用。

changji xinxi xitong

厂级信息系统 (information system at plant level)

厂级监控信息系统和火电厂管理信息系统的总称，是火电厂内机组级和辅助车间级自动化系统的上一级信息管理系统。

厂级信息系统除能提供生产过程实时监控信息、管理信息和决策支持外，还将其有关数据和信息通过网络传送给发电集团公司，为集团层面管理系统提供决策依据。

厂级信息系统的服务对象可包括各级管理人员和生产运行人员。中国国内大部分火电厂分别设置厂级监控信息系统和管理信息系统，少量电厂将两个系统合并设置，也有个别火电厂将厂级监控信息系统的部分功能在机组控制系统中实现。

changji zidonghua xitong

厂级自动化系统 (automation system at plant level)

厂级生产过程自动化系统和厂级管理现代化系统的总称，包括厂级监控信息（系统）和管理信息系统，是电厂内机组级和辅助车间（系统）级自动化系统的上一级自动化系统。

20世纪末中国提出的厂级自动化系统概念，其核心内容是设置独立的厂级监控信息系统。经过近10年的工程实践，厂级监控信息系统的主要关注范围是信息系统功能。

changnei chumei sheshi

厂内储煤设施 (in-plant coal storage facilities)

火力发电厂用于完成煤炭储存、堆取、混合等功能的储存设施和机械设备。

储存设施 用于储存一定数量的燃料，保证在厂外来煤中断或卸煤设施故障检修期间锅炉燃烧的需要，同时对来煤量和锅炉燃煤量的不均衡起调节缓冲作用，必要时还可以进行不同煤种的混合和煤的晾晒。

储煤设施的容量和形式根据厂外煤炭运输方式、运输距离、供煤点数量、煤质及煤种、供需关系、气象条件、机组型式、环保要求及电厂在电力系统中的作用通过技术经济比较选择确定。通常在设计容量5～20天耗煤量的范围内选择。储煤设施包括各种形式的储煤场或圆筒仓。

储煤场 分为露天煤场和封闭煤场。封闭煤场又有圆形煤场、球形仓、穹形网架封闭式条形煤场、矩形封闭煤场等形式。

（1）露天煤场。一般为条形煤场，是火电厂以往广泛应用的煤场形式。可在煤场四周或上风向设置减风抑尘网，通过减风抑尘网降低煤场内的风速，消除涡流，减少煤堆起尘量。抑尘网采用金属成型板，板型结构和开孔率依据当地气象条件确定，通常能达到85%的抑尘效果。在多雨地区可以在条形煤场上部设置干煤棚以储存干煤。干煤棚采用大跨度拱棚，容积应根据煤的物理性能、煤场机械型式、制粉系统要求及地区降雨量确定。

（2）圆形煤场。由环形钢筋混凝土侧墙和半球形网架构成的大直径圆形室内储煤场（圆形封闭煤场剖面图见图1）。圆形煤场环形侧墙直径为75～130m，高度为5～25m，储煤量可达3×10^4～2.3×10^5t。圆形煤场在国际上被广泛应用，中国东南沿海多个电厂也已采用。圆形煤场内设置顶堆侧取式堆取料机。

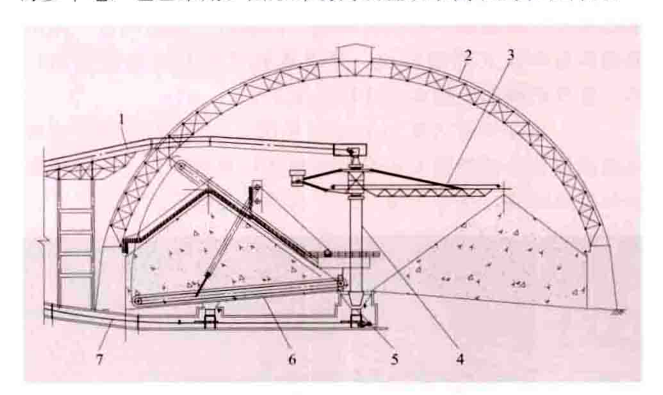


图1 圆形封闭煤场剖面图

1—进入煤场带式输送机；2—网架；3—悬臂堆料机；4—堆取料机中心柱；5—给煤斗；6—取料机；7—送出带式输送机

（3）球形仓煤场。简称球形仓，是采用充气膜成型等技术建造的球形薄壳混凝土设施。工程项目主要分布于美国等24个国家。最大储料仓直径为96m，高58m，可储煤约1.5×10^5t。中国也已开始应用。来煤通过带式输送机送至煤仓顶部，从顶部落入煤仓。取料方式有：①地下料斗＋人工机械或机械自动清仓；②中心设置回转式堆取料设备；③仓底设置多条平行布置的缝式煤槽，贯通于球仓下部，采用叶轮给煤机取煤至带式输送机。

（4）穹形网架封闭式条形煤场。形式类似于干煤棚，但覆盖整个煤场并两端封闭的全封闭型式煤场。煤场上方的穹顶网架封闭煤棚采用钢网架整体结构，支撑于煤场两侧基础上，煤场机械一般采用斗轮堆取料机。

（5）矩形封闭煤仓。由矩形土建结构煤仓和堆、取料设备组成的封闭式煤场。矩形煤仓采取堆取分开的方式。带式输送机从矩形仓上端部进入煤场上方悬挂在煤棚下的水平栈桥，由卸料小车或犁式卸料器卸煤。采用行走在两侧轨道上的门式刮板机取料。

圆筒仓 通常由钢筋混凝土结构组成，兼有混煤、缓冲和存储干煤功能的筒仓。适用于受场地条件限制的电厂。按排料口型式可分重力式、长缝式和环缝式，直径有15、18、22、30、36m等，容积根据不同高径比而异，单个筒仓最大储煤量可达3×10^4t。使用时需注意取用周期，避免造成堵仓和自燃现象。

机械设备 煤场作业的主要机械设备有带式输送机、门式或桥式抓斗起重机、堆取料机和推煤机等其他机械，均可露天或室内布置和作业。

带式输送机 在小型火电厂，可借助带式输送机的高架栈桥直接向煤场连续堆煤；在大中型火电厂，采用带式输送

机配合堆取料设备转运储存煤炭（见厂内输煤系统）。

门式抓斗起重机　多用于煤场取料，抓斗容积可按需要选择。但受车皮尺寸限制，抓斗容积一般都小于 3m³。门式抓斗起重机发展而成的装卸桥还兼有卸车功能，作业范围和堆高比较大。与装卸桥相配设的高（低）位卸煤栈台，可根据作业需要布置在桥架刚性腿两侧。

桥式抓斗起重机　多用于小型火电厂，在支撑构架梁的行走轨道范围内进行卸车和上煤作业，行走大车和抓斗小车可在工作时同时运行。

堆取料机　大型火力发电厂常用的堆、取煤专用机械设备。按功能划分有堆取合一、堆取分开和混匀取料三大类。按结构划分有悬臂斗轮堆取料机、门型滚轮堆取料机、圆形煤场顶堆侧取式堆取料机、悬臂堆料机和悬臂斗轮取料机等。各种机械的使用和布置特点如下：

（1）悬臂斗轮式堆取料机（见图 2）。依靠悬臂带式输送机和设置在臂架端头的旋转斗轮进行堆取料作业。根据煤场布置的需要，可分为通过式、折返式两种形式。



图 2　悬臂斗轮式堆取料机

（2）门型滚轮堆取料机。整机横跨煤场沿纵向轨道行走，通过门架上部的移动带式输送机堆煤，滚轮随活动梁升降沿煤堆横向移动取煤。堆取料作业在跨度范围内进行，回取率可达 100%。适用于狭长煤场。

（3）圆形煤场顶堆侧取式堆取料机（见图 3）。用于圆形封闭煤场，由可回转的上部悬臂堆料机和下部取料机组成，堆取料机均围绕同一中心柱回转。堆料带式输送机由顶部进入煤场，通过悬臂堆料机将煤堆成环形状煤堆；下部刮板取料机取回的煤，经煤场中心煤斗出口的带式输送机运往输煤系统。

（4）悬臂堆料机和悬臂取料机。结构形式与悬臂斗轮堆取料机基本相同，堆取分开以满足不同的使用功能。

推煤机　煤场主要辅助作业机械，在小型电厂中可通过低位煤斗或缝式煤槽向系统上煤。在大中型电厂中可配合堆取料设备进行辅助作业和整理煤场之用。

中小型圆筒仓上部卸料设备一般选用犁式卸料器或卸料小车，大型圆筒仓采用布料机卸煤。

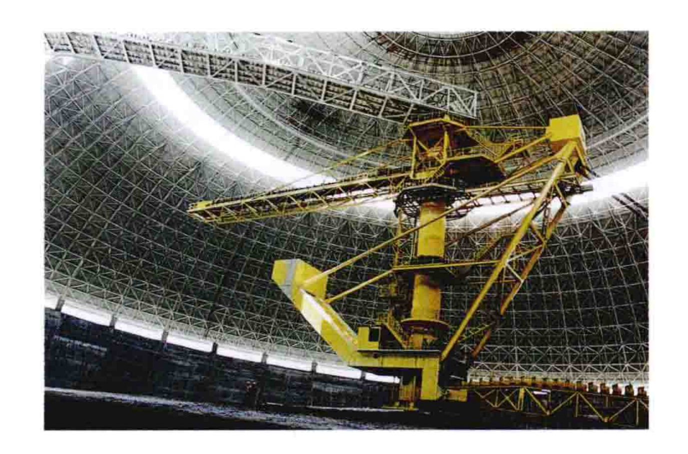


图 3　圆形煤场堆取料机

筒仓下部的取料机械，根据斗口形式配置活化给煤机、振动给煤机、叶轮给煤机、环式给煤机等。

changnei shumei xitong

厂内输煤系统　(in-plant coal conveying system)

火力发电厂内由煤炭的接卸、筛分、破碎、输送等机械设备及建（构）筑物组成，并将燃煤制备成满足锅炉燃烧要求的合适粒径和品质的作业流程。

厂内输煤系统的出力及设备配置，根据电厂用煤的煤质、煤量、运输距离、运输条件、气象条件、环境保护和厂区布置条件等多种因素确定。通常由煤炭卸煤装置、煤炭破碎设施及输送机组成。厂内输煤系统工艺流程图及平面布置见图 1 和图 2。

煤炭卸煤装置　从厂外运输设施中卸煤的设备，按厂外煤炭运输方式确定卸煤机械类型。

（1）铁路运输时，普通敞车的卸煤机械主要有翻车机、斗链卸车机、桥式或门式抓斗卸煤机、螺旋卸车机。20 世纪以来，新建大型火力发电厂的卸煤设备主要采用翻车机，

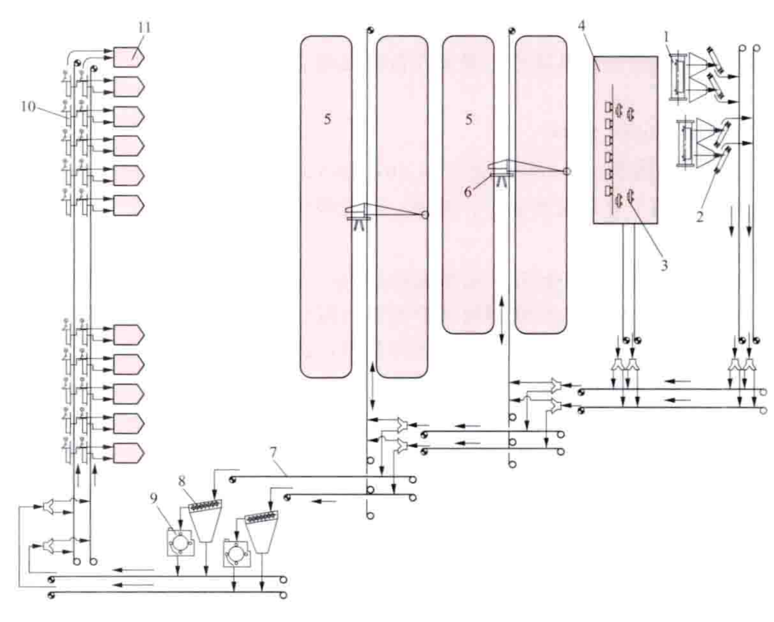


图 1　某 2×600MW 电厂输煤系统工艺流程图

1—翻车机；2—给煤机；3—叶轮给煤机；4—汽车卸煤沟；5—煤场；6—斗轮堆取料机；7—带式输送机；8—筛煤机；9—碎煤机；10—犁式卸料器；11—原煤仓

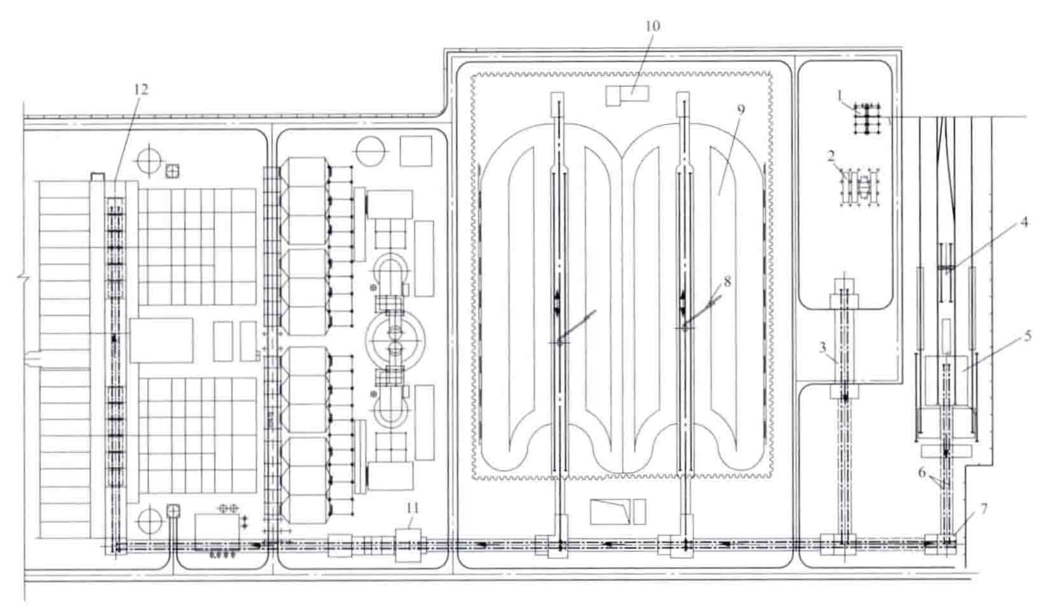


图 2 某 2×600MW 电厂输煤系统平面布置图

1—汽车采样机；2—汽车衡；3—汽车卸煤沟；4—火车采样机；5—翻车机室；6—栈桥；7—转运站；8—斗轮堆取料机；9—煤场；10—推煤机库；11—碎煤机室；12—煤仓间

三车翻车机。单车和双车翻车机应用较为广泛，卸车能力分别为 25 节/h 和 40 节/h，卸煤能力通常按 60t 级计算。三车翻车机主要用于码头卸煤。国外尚有采用装设旋转式联轴器的列车，可以实现不摘钩翻车而大幅增加卸煤能力。

翻车机铁路卸煤线的布置方式分为贯通式和折返式。贯通式的重车调入与空车集结为同方向，调车设备环节少，铁路配线简单、调车作业方便，但铁路线较长，约需 2km；折返式需增加机车走行线、空车线及迁车台等，铁路配线较短，一般为 0.5～1.05km，但配线和设备布置比较复杂。中国多采用折返式布置，欧美各国因环形铁路线较多，多采用贯通式布置。

其他卸车机械由于卸车效率低，仅适用于小型电厂。自卸式底开车接卸设施一般采用火车卸煤沟直接卸煤，卸煤沟内有一定的缓冲容量，卸煤沟下缝隙煤槽出口配置叶轮给煤机，向下部的带式输送机输煤。铁路运输的卸煤装置出力根据对应机组的铁路日最大来煤量和来车条件确定，通常从车辆进厂就位到卸煤完毕的时间不超过 4h。

翻车机为将装有煤炭的普通敞车翻转一定角度，使车皮内的煤靠自重卸下的一种专用卸煤机械，具有自动化程度高、卸车效率和卸净能力高、运行可靠的特点（见图 3）。由翻车机本体、重车调车机、空车调车机、迁车台、夹轮器等设备组成。翻车机的型式按结构可分为转子式、侧倾式和“C”形转子式翻车机三种：①转子式翻车机，属早期产品，被翻卸车皮的中心与翻车机转子基本同心，已基本淘汰。②侧倾式翻车机，被翻卸车皮中心与翻车机转子中心保持一定的偏心距离，借助转子的悬臂举升车皮，将煤倾卸在一侧的受煤斗中。③“C”形转子式翻车机，结合了转子式翻车机和侧倾式翻车机的优点，增加了液压靠车系统，翻转功率小、对车辆冲击小、结构简单、定位准确，是电厂翻卸普通敞车的首选设备。翻车机除设备本体外，还配备相应的调车装置和控制设备，实现自动调车和翻卸煤车的自动操作。

翻车机按每次翻车节数可分为单车翻车机、双车翻车机、



图 3 工作中的翻车机

（2）公路运输时，卸煤设施通常设置缝隙式汽车卸煤沟。当年汽车来煤量小于或等于 6×10^5 t 时，受煤站可采用地下煤斗或缝式煤槽卸煤装置。卸煤沟长度和车位数根据年来煤量确定，上部设置振动平煤箅和雨棚，汽车以通过式或折返式运行。采用普通载重汽车运煤时需要设置汽车卸车机。汽车卸煤沟下部出口为长缝式混凝土结构，有一定的缓冲容量，取料设备一般为叶轮给煤机。

（3）采用厂外带式输送机的电厂可不设置专门的卸煤设施，直接进入主厂房原煤仓或储存于煤场。

（4）水路运输时，卸船机械主要有：①链斗式卸船机。有移动式和固定式两种形式。由置于臂架前端的若干链斗连续不断的旋转，将煤炭从船舶中挖取、提升并输送到臂架上带式输送机后，由卸船机下的带式输送机运出。具有出力大、粉尘少、自动化程度高等特点，是大型火力发电厂水运卸煤的主要卸煤设备，最大出力可达 6000t/h。②桥式悬臂抓斗卸煤机。在沿码头纵向移动的门型架构上装有悬臂，利用悬臂上的移动小车带动抓斗挖取煤炭，卸入固定式或移动式煤斗中，通过码头带式输送机运出。使用和维护方便，但对环境污染大，多用于中小型电厂。

煤炭破碎设施 将煤筛分、破碎至锅炉或磨煤机所需粒度的机械设备及相应的建（构）筑物。入厂煤粒度一般为 200～300mm，当发电厂采用磨煤机时，一般设置一级破碎设施（碎煤机室），出料粒度为30～50mm。流化床锅炉对煤有一定粒度和相应级配要求，需设置二级破碎设施（细碎机室），出料粒度为 0～8mm。煤炭破碎设施通常由煤筛、碎煤机和落煤管（斗）组成。其中落煤管（斗）用于将煤导入煤筛、碎煤机或下一级输煤系统。

煤筛　煤筛是将不同粒径的燃煤分离，满足粒度要求的筛下物直接进入下一级输煤系统，筛上物进入破碎机。煤筛的类型可按破碎设施的要求选择。

（1）碎煤机室常用的煤筛有：①滚轴筛。由镶套在数根并列轴上的筛片同向等速旋转，推动物料前移，通过筛片上的运动，筛分煤炭。具有筛分效率高、不易堵塞、振动小、密封性能好的特点，设备出力为600～2400t/h。②高幅筛。采用大振幅、大振动强度、较低振频和自清理筛面完成原煤的筛分。其特点是分段筛分，筛分效率高、不易堵塞、密封效果好、维修方便；筛煤机整体不振动，仅筛网和激振器振动。③梳式摆动筛。由轴与筛分元件组成梳齿轴组，各轴组呈平行布置。物料进入轴组间靠镰形梳齿上、下摆动，强制筛上物料运动透筛，实现颗粒的分离。特点是筛分效率较高、不堵不卡、坚固耐用。

（2）细碎机室常用的煤筛有：①双转式筛煤机。由旋转式筛网筒和安装于筒内的转子组成，同轴反向旋转，物料受转子轴上料耙的挤压，细料逐级透筛下落。具有筛分效率较高、易于维护和检修的特点。设备出力为200～800t/h。②弛张筛。由驱动系统、万向轴、振动体、筛网等组成。物料进入筛面由于振动形成相对运动，通过筛网产生张紧、松弛的间歇运动，实现筛分功能。具有较低的动载荷、不堵塞筛网等特点。③高幅筛。出料粒度为0～8mm，结构同碎煤机室的高幅筛。

碎煤机　将煤破碎至磨煤机或锅炉所需粒度的机械，破碎机型式按出料的粒度要求选择。细碎机室还没有细碎机。

（1）碎煤机的型式有：①环锤式碎煤机。利用悬挂于高速旋转的转子上的浮动环锤，对煤进行冲击破碎，又在环锤和筛板之间受到挤压、剪切、碾磨作用，达到所需的粒度后排出。具有效率高、能耗低、送风量小、结构紧凑等特点。中国的设备出力为50～1800t/h。对出力大于或等于600t/h的重型环锤式碎煤机，通常采用减振弹簧机座或独立基础，以减轻运行振动力的影响。②反击式碎煤机。由机体、反击板和带有固定板锤的转子组成。当转子高速旋转时，煤受板锤冲击，抛向安装在转子外壳上的反击板而再次破碎，经反复撞击而破碎。其特点是破碎比大、粒度均匀、破碎能力强。但转子线速度高，送风量大，能耗较大，在电厂中很少选用。③锤击式碎煤机。利用装在高速旋转转子上的铰接锤，将物料击碎。其锤头磨损快，检修工作量大，粉尘大，在电厂中也很少选用。

（2）细碎机的型式有：①可逆锤击式破碎机。由转子轴、转子盘、锤臂、锤头及反击板组成。物料被高速旋转的锤头击向反击板破碎，又在反击板的下半部与旋转的锤头完成进一步破碎。具有高效稳定、故障率低、易损件容易更换的特点，在中国应用较多。②齿辊式破碎机。由传动装置、破碎辊、机械弹簧装置、联动机构等组成。利用特殊耐磨齿辊高速旋转对物料进行劈裂破碎。具有噪声低、生产率高、结构简单、维修方便等特点。③笼式破碎机。由传动装置、转笼、破碎条、内衬板等组成。物料受惯性及离心力作用穿过对转的转笼，撞击破碎条后破碎，经外罩收集后由底部排出。其特点是动荷载小、设备运行平稳、破碎条使用寿命较长。中国具备生产细粒破碎机的能力，最大出力为600t/h。

输送机　用于火力发电厂内卸煤装置、储煤场、锅炉原煤仓之间的煤炭输送的机械。输送机的出力应不小于对应机组最大连续蒸发量时燃用设计煤种与校核煤种两个耗煤量较大值的135%；对铁路卸煤输出出力通常按70t级车型，结合卸车能力的车厢节数计算。输送机有带式输送机和垂直提升装置两大类。

带式输送机　利用输送带与传动滚筒之间的摩擦力带动输送带实现物料水平和倾斜输送的机械，具有输送量大、平稳可靠、连续输送、操作方便、易实现控制的特点。发电厂普遍采用固定式普通带式输送机，或按使用条件选用管状带式输送机或气垫带式输送机。小型火电厂曾经采用过的铸石刮板输送机、埋刮板输送机等输送设备，已极少使用。

（1）固定式普通带式输送机，由驱动装置、输送带、滚筒、托辊、张紧装置、钢支架等组成的连续运输物料的机械设备，固定安装在输煤栈桥上。适用于水平或与水平面的倾斜角小于或等于18°的场所，以防止物料在输送带上滑动，而输送距离可以从几米到数千米。带式输送机上设有双向拉绳开关、跑偏开关、打滑检测装置、料流检测装置、溜槽堵塞保护、防闭塞及原煤仓高低料位等保护装置。露天布置的带式输送机需要在胶带上方装设防雨罩。固定式普通带式输送机只能做直线运输，需要改变方向时，需设置转运站，用另一台输送机接力转向。转运站内布置有带式输送机头部或尾部驱动装置、落煤管及其他辅助设施。

输送带是带式输送机的主要部件，既是传递动力的牵引件，又是承载物料及其荷载的载体。常用胶带有聚酯带、钢绳芯带、尼龙芯带、织物芯带等，根据拉力大小和煤质选用，寒冷地区应选择耐寒带，输送高挥发分或易自燃煤种应选用难燃带。

（2）管状带式输送机，当倾斜角大于18°时采用，最大输煤倾角可达35°（见厂外煤炭运输）。

（3）气垫带式输送机，采用薄气膜取代托辊支承输送带的带式输送机。其工作原理为：通过小型离心式风机将具有一定压力的空气流送入气室，气流经过盘槽上的排气小孔，进入胶带与盘槽之间支承输送带。具有运行阻力小、能耗低、承载面积增大、平稳不跑偏、清洁污染少等特点，但价格较高。

气垫带式输送机在20世纪70年代由荷兰研制成功，初期多用于输送面粉、谷物等密度较小的散状物料，近年来开始用于输送煤炭、矿石等密度较大的散状物料，并逐步向长距离、大运量方向发展。美国、英国、俄罗斯、日本和加拿大等国都在加紧研制和生产。中国在1982年试制出第一台样机，1984研制出带宽1m、长97m的气垫带式输送机。1997年制造出输送能力为1000t/h、长2500m的气垫带式输送机。鉴于其清洁、节能等特点，近年开始为火电厂所逐步采用。

垂直提升装置　应用于大倾角输送煤炭的机械，有斗式提升机、链板式提升机、螺旋式提升机、带式提升机等类型。其中斗式、链板式、螺旋式提升机较为简单，出力较小，一般用于小型电厂或辅助系统。

带式提升机的占地面积小、输送量大、提升高度高、出力大、安全可靠，但投资费用较高，一般只应用于发电厂中有特殊提升要求的场合。主要有波状挡边和压带式两种类型，适用于0°～90°范围任意倾角的物料运输。波状挡边垂直提升带式输送机由波状挡边输送带、支架、滚筒、驱动装置等组成，波状挡边带能使物料以90°做连续输送，工作原理和结构组成与普通带式输送机类似。中国汕头电厂等即采用波状挡边垂直提升带式输送机，出力为1000t/h。压带式带式输送机俗称“夹心饼干”式，由物料的上、下两条闭环输送带组成，下带起承载作用，上带为夹紧物料的覆盖带，阻止物料的下滑和滚动，实现物料和输送带同步运行和垂直提升。

changnei tongxin xitong

厂内通信系统 (in-plant communication system)

火力发电厂内利用电话或电信信号传输信息和下达生产管理、调度、检修指令的通信设施。

组成 厂内通信系统由相关通信设备、通信网络和电源组成。

通信设备 包括交换设备（数字程控交换机等）、传输设备（包括光端机、载波机或微波设备等）和用户设备（电话机、用户站和扬声器等终端设备）。

通信网络 厂内通信网络包括各类通信设备的线路。生产管理、生产调度程控交换机通常合并为一个网络。以交接配线方式为主，一般采用一级交接配线法，辅以直接配线方式，不采用复接配线方式。扩音/呼叫系统一般独立设置电缆网络。

通信电源 厂内通信设备所需直流电源，由通信专用直流电源系统提供。设置两套独立的直流电源系统（1+1备份），采用双重化配置，每套直流电源系统均由一套高频开关电源、一组（或两组）蓄电池组成。厂内通信电源设备所需交流电源，需由可靠的、来自不同厂用电母线段的双回路交流电源供电。

分类 厂内通信系统包括生产管理通信、生产调度通信、扩音/呼叫系统及数字录音系统。

生产管理通信 火电厂通常设置一台数字程控交换机实施厂内生产管理通信，该设备兼作生产调度通信的备用。对外通信通过中继线或直通用户线与当地电话局、铁路、煤矿以及电力系统中的通信网联络，与有关调度部门通信联系，利用接口设备可以组成地区交换网或电力系统通信专用网。生产管理程控交换机采用无阻塞时分数字程控交换机，它不仅用于电话交换，还可以与计算机、传真机、数据终端、互联网、管理信息系统（MIS）网联网，组成全厂综合数字通信交换网。

生产调度通信 火电厂通常设置一台生产调度程控交换机，实施电厂控制室及各生产车间之间运行调度通信。其终端设备分别布置在主厂房、辅助厂房、各控制室和重要办公室内。生产调度程控交换机采用无阻塞时分数字程控交换机。小型发电厂可以将生产调度和生产管理程控交换机合并，采用虚拟分区运行。

扩音/呼叫系统 具有专门播叫功能的交换调度扩音机，在电厂发生异常情况时发出呼叫、紧急通知、事故报警信号及统一指令等，通常在输煤系统和全厂噪声大的场所进行生产指挥通信。可进行分区呼叫或全厂呼叫，各通道互不干扰。其终端设备由用户站和扬声器组成，设计及设备选型时需注意扬声器和放大器之间的阻抗匹配、抗噪声、音响效果和网络分区等问题。

数字录音系统 时刻记录生产调度指挥运行情况的必备生产管理辅助手段。包括各级调度所通过调度电话机对本厂的生产调度命令及全厂各级调度员通过调度电话机发布的生产指挥命令等。

厂内通信系统设计包括交换机选型、容量优化、衰耗分配、呼损分配、路由规划、编号制度、信令方式和发展规划。组网时需特别注意信令方式的统一及交换局之间的信令协调配合。

changqu zongbuzhi

厂区总布置 (general layout of fossil-fired power plant)

根据全厂总体规划、厂区自然条件和生产、施工要求，统一规划厂区地上、地下的建（构）筑物和各种设施等发电厂建筑群体的设计工作。厂区总布置由总平面布置、场地竖向设计、管线和沟道、交通运输和厂区绿化等部分组成。

总平面布置 结合建厂条件和工程特点，以主厂房为中心，按工艺流程合理、有利扩建、因地制宜的原则进行布置。总平面布置的基本设计原则为：①重视外部条件，完善总体规划，符合城市或工业区规划的要求；②满足使用要求，工艺流程合理，使生产作业和交通运输路径顺捷；③远近规划结合，留有发展余地；④布置紧凑，合理利用场地，节约用地，降低土石方工程量；⑤满足环境保护、劳动安全与职业卫生的要求；⑥根据风向、风频、风速和污染系数，合理布置，防止与邻近工业企业相互影响；⑦符合防火、防爆规定，各建、构筑物之间的间距，应符合国家标准，确保安全生产；⑧根据地形和地质条件，确定厂区建、构筑物的方位和布置方式，主要建、构筑物应布置在地层均匀、地基承载力较高的区域，减少地基处理和基础工程的投资；⑨建、构筑物的平面和空间组合做到分区明确、合理紧凑、有利生产和施工、方便生活，造型协调、整体性好，具有先进的技术经济指标。

总平面布置的形式，通常采用配电装置、主厂房、燃料设施三个生产区域按工艺流程并列的三列式布置。也有因为地形或工艺系统特殊布置等要求，将主厂房、配电装置、燃料设施、冷却设施以及辅助和附属建筑等几个生产区并列布置成四列式、二列式和一列式的布置形式。

厂区总平面布置的主要建（构）筑物包括主厂房、电气设施、燃料设施、冷却设施、水处理设施、灰渣处理、脱硫和脱硝设施、各辅助及附属建筑等设施。

主厂房 发电厂的生产中心建筑物，布置位置和方位需考虑扩建方向、地质条件、冷却水源、出线方向、燃料来向及与周围城镇的关系等因素，燃煤、水源和出线的引接应顺当、短捷。采用直接空冷系统时，主厂房方位还需考虑风向、风速、风频等因素；热电厂或自备电厂的主厂房布置还需考虑热、电负荷的引出。除了考虑扩建条件外，相关的其他生产设施需围绕主厂房布置，并保持适当的安全距离。

电气设施 包括升压站、主变压器及其主控制室或网络控制室，一般布置在汽机房A列外侧。

升压站（或称高压配电装置）的布置需考虑进出线方便，避免相互交叉，有利于扩建。升压站与主变压器之间的出线走廊需有合理距离和角度，供当期和扩建时架设线路使用。与湿式冷却塔及散发有害气体、粉尘等设施应保持合理、安全的距离，并位于最小频率风向的下风侧。当升压站有两种电压等级时，较高一级电压宜布置在扩建方向。

主变压器通常布置在A列外，与厂用工作变压器、起动/备用变压器相邻布置。

主控制室一般布置在A列外，用以控制发电机及全部电气设备。当主控制室布置在升压站内时，可设天桥与主厂房相连。20世纪90年代以来，大型电厂都采用机、炉、电集中控制方式，在主厂房内设置集中（单元）控制室；在升压站设置只控制升压站各级电压的网络控制室，或将网络控制室布置在集中（单元）控制室内。

燃料设施 按火力发电厂煤、油、气不同性质的燃料特性，分别进行运卸、储存和进炉三个环节的布置。对油、气燃料重点关注防火措施。对燃煤系统的布置主要要求为：①按照外部运输方式（铁路、水路、公路、带式运输或非单一的运输方式），选择引入和输送顺捷的路径，尽可能缩短

输送距离，减少转运环节；②储煤场的布置应按照来煤方式、方向、位置及上煤方向确定，一般布置在烟囱的外侧；采用水路船运时，一般布置在主厂房固定端一侧并靠近码头；露天布置时，通常在厂区主要建、构筑物全年最小频率风向的上风侧，根据环保要求，储煤场需设置抑尘或封闭设施；③因地制宜地选择输煤栈桥引入主厂房的位置，进煤仓间的输煤栈桥一般从锅炉房固定端接入；也可在扩建端、两炉之间或跨越汽机房屋面等灵活布置。

冷却设施　火电厂冷却方式有湿冷和空冷两种方式：湿冷有直流冷却、循环冷却两种基本类型；空冷有直接空冷、间接空冷两种基本类型。

直流冷却的水泵房多布置于地质稳定的岸边，或用渠道引水到汽机房附近的泵房；当标高差较大时，可设置两级水泵房引水。应尽量缩短供水距离，以减少供水管线费用，降低运行费。循环冷却可采用机力或自然通风冷却塔进行冷却，小型机组也有利用水面冷却的方式。冷却设施通常在厂区内集中布置，湿式冷却塔需与升压站和其他电气设施保持一定距离，并处于主导风向的下风向，需注意冷却塔噪声对周围环境的影响；大型自然通风冷却塔不能采用菱形、三角形等集中布置型式，机械通风冷却塔的长边适宜平行夏季盛行风向布置。直接空冷平台一般在主厂房A排外平行布置，间接空冷冷却塔布置与湿冷方式相似。

水处理设施　在厂区布置的水处理设施有化学水处理设施、厂区供水设施、海水淡化设施、再生水处理设施、工业废水和生活污水处理设施等。

化学水处理设施多布置在主厂房邻近，以减少管线长度，并留有扩建余地。循环水补充水和生活消防水泵房以及净水站等厂区供水设施应尽量联合布置。当设有海水淡化设施时，一般考虑与化学水处理设施统一布置。再生水深度处理站可以与污水处理设施集中布置在一个区域，也可布置在邻近的城市污水处理厂内。工业废水和生活污水处理设施可分散或集中布置。采用分散处理方式时，需将设备布置在有关建筑物附近；集中处理时，需布置在厂区接近污水源及地势较低处，并处于厂区全年主导风向的下风侧。

灰渣处理和脱硫、脱硝设施　灰渣输送方式有水力输送、气力输送和机械输送三种。灰渣处理装置通常布置在锅炉房尾部，包括水力输送的灰渣泵房和灰水池，气力输送的灰库和风机室，机械输送的渣斗、灰斗等。

烟气脱硫吸收塔布置在锅炉尾部烟道及烟囱附近，当设置排烟间接冷却塔时，也可布置在冷却塔内。脱硫吸收剂制备及石膏库、脱硫废水处理等设施通常集中布置在炉后，也可结合工艺流程和场地条件分散布置。当脱硫吸收剂为海水时，曝气池应靠近排水方向，并与循环水排水渠结合布置。

烟气脱硝装置布置在锅炉尾部，脱硝还原剂可采用液氨、氨水或尿素；储氨区需单独设置，布置在厂区边缘且运输方便的安全偏僻地带及厂区全年最小频率风向的上风侧，避开明火或散发火花的地点及厂区主要人流出入口。尿素制氨车间可布置在锅炉房附近。

辅助及附属建筑　辅助厂房和附属建筑可以按功能特点分区组成联合建筑或成组布置。制氢储氢设施须单独布置，位于厂区全年最小频率风向的下风侧，远离明火或散发火花的地点。为电厂生产服务的各种试验室、维修间、材料库等，按功能分区布置在邻近电厂入口的地段，也可合并布置在电厂的生产试验楼内或合并于同类的建筑物内。新设计的电厂不考虑专设厂前区，厂前行政管理和生活设施应符合总体规划的原则，各建筑物的平面与空间组合，应与周围环境和城市（镇）建设相协调。

典型电厂总平面布置见图1和图2。

场地竖向设计　根据厂区地形、工程地质和水文地质、气象（特别是洪涝水位）、工艺要求等，确定厂址各区域及区内场地、建筑、设施、道路、铁路、地下管沟和挡土墙（边坡）的设计标高、场地排水坡向以及有关的工程量。场地竖向设计需满足电厂相对应的厂址防洪标准。竖向设计常

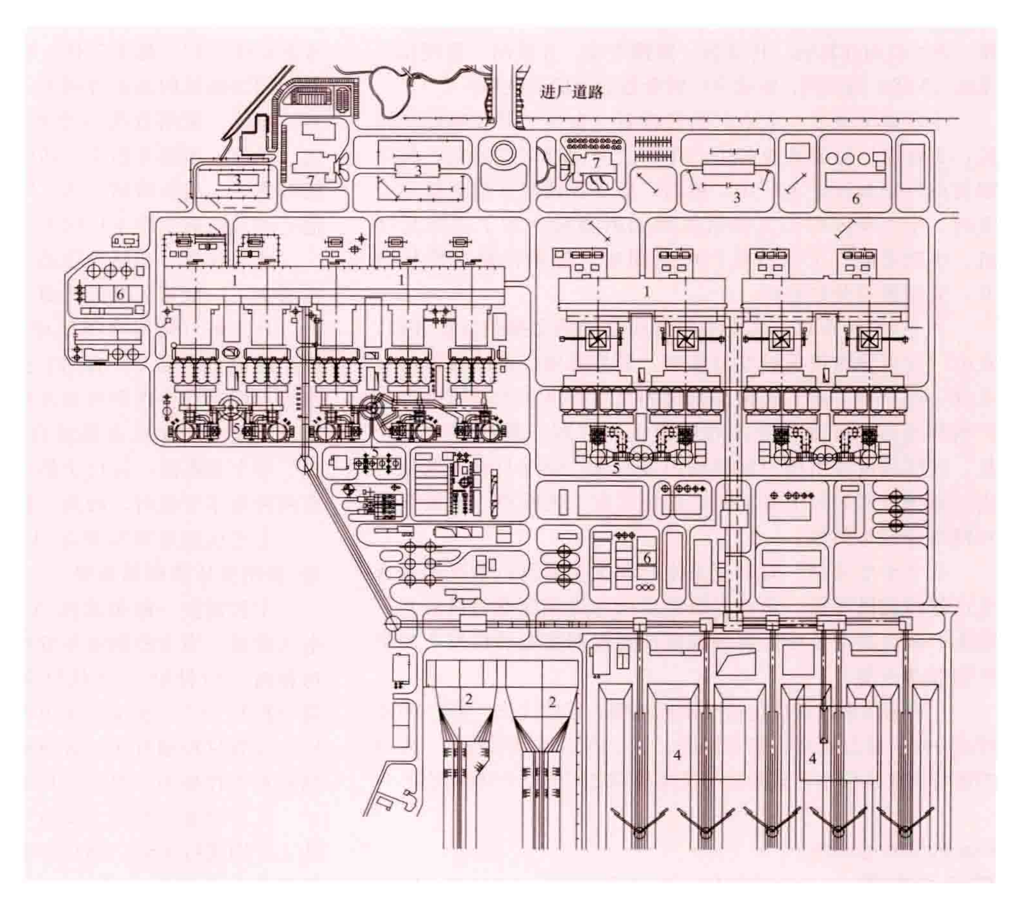


图1　某电厂（一期5×600MW＋二期4×1000MW）总平面布置图

1—主厂房；2—冷却设施；3—升压站；4—燃料设施区；5—脱硫区；6—水处理设施区；7—辅助及附属建筑

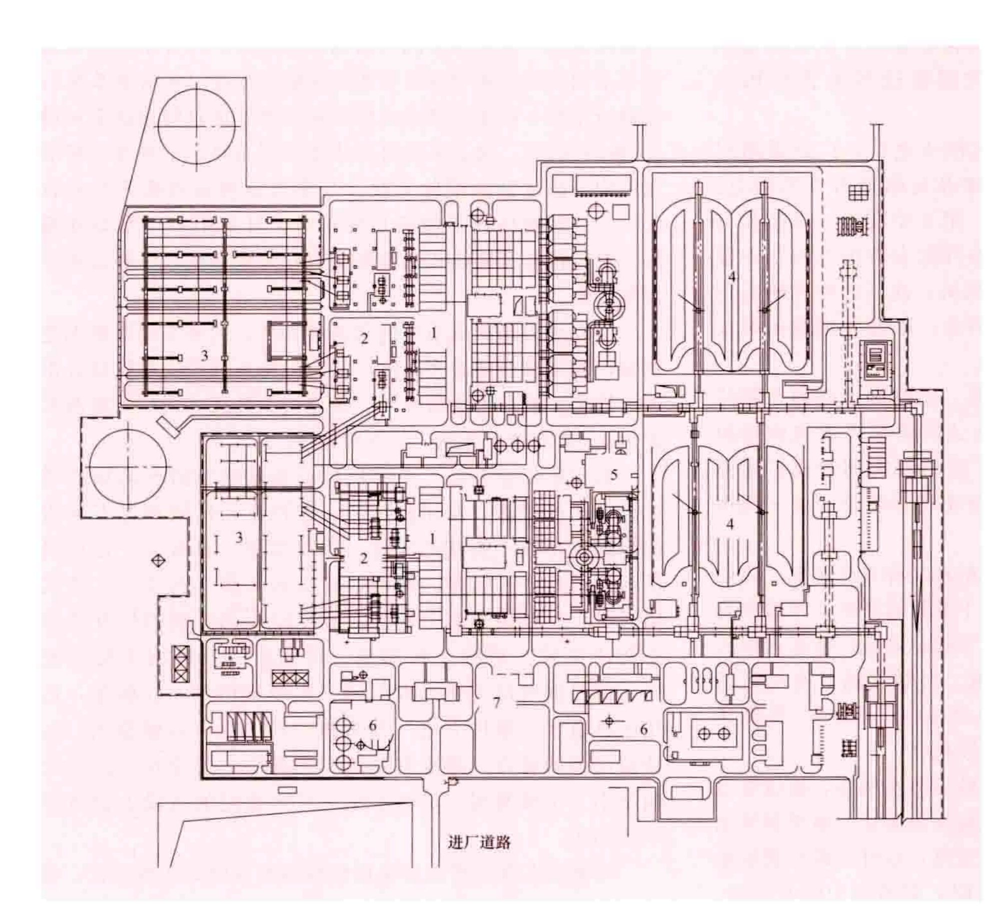


图 2　某电厂（一期 2×600MW＋二期 2×1000MW）总平面布置图
1—主厂房；2—冷却设施；3—升压站；4—燃料设施区；5—脱硫区；
6—水处理设施区；7—辅助及附属建筑

用平坡式和阶梯式布置形式，当厂区自然地形坡度大于 3% 时，可采用阶梯式布置。

管线和沟道　厂区内管线布置可采用直埋、管沟、地面及架空等敷设方式，需从整体出发，结合规划容量，统一安排、流程合理、便于检修，使各种管线和沟道在平面和立面上相互协调、合理交叉。

交通运输　按照全厂总体规划确定的燃料、物料运输量和运输方式，并考虑电厂施工期的物料运输，组织合理的交通运输布置，以满足人流和车流的需要。厂区总布置中的交通运输方式常见的有铁路、水路、公路、带式运输、管道运输等。同一电厂内应减少运输种类。

厂区绿化　根据电厂规划容量、生产特点、总平面及管线布置、环境保护、美化厂容的要求和当地自然条件、绿化状况，因地制宜地统筹规划，分期实施；与发电厂建筑群体和环境协调，合理确定各类树木的比例与配置方式。绿化布置应在不增加建设用地的前提下，充分利用生产区、生产管理区的场地和厂外主道路两侧进行绿化。

燃气轮机和燃气-蒸汽联合循环机组电厂的厂区总布置见燃气轮机发电厂设计。

changwai meitan yunshu

厂外煤炭运输　(off-plant coal transportation)

从煤矿或煤炭集运地到电厂的煤炭运输过程。根据运煤载具可分为陆路运输、水路运输和管道输煤。

陆路运输　有铁路运输、公路运输和带式输送机运输三种运输方式。

铁路运输　经矿区铁路、铁路正线、接轨站、电厂铁路专运线运至厂内卸煤系统。当供煤矿点集中、运距短、运煤车辆不需或局部通过国家铁路干线时，可采用固定编组的自卸式底开车专列运输。用于铁路运输的车辆主要有普通敞车和自卸式底开车。

（1）普通敞车。以 C60～C80 普通敞车为主，需要由卸煤机械设备接卸（见厂内输煤系统）。

（2）自卸式底开车。车辆底部两侧设有风动或手动开启的闸门，开启闸门借助煤的自重自行卸车的卸煤机械。一般采用火车卸煤沟直接卸煤。中国常用 K18 系列和 KM70 系列，分别为 60t 级和 70t 级产品。后开发的 C32 型大轴漏斗车，采用圆弧包板形车体结构及底门碰头行程开启及关闭机构，载重 95t。美国、加拿大采用无盖自卸式底开车，有自动卸货和风动或手动卸货，同时兼顾翻车机卸货；澳大利亚以自动卸货的圆弧包板漏斗车为主，载重大多为 107t。

公路运输　运距较近而且不具备铁路运输条件的电厂，可采用汽车通过公路运输，车辆一般采用社会运力。主要采用 10～30t 的后倾式自卸车或大吨位侧倾式自卸车，少量为载重汽车。

带式输送机　煤源较近或煤电联营的矿口电厂，多采用厂外带式输送机直接进入主厂房原煤仓或储存于煤场，运距可达 10km。是一种运量大、运行成本低、环保而且成熟的远距离运输方式。包括管状带式输送机及长距离曲线带式输送机。

（1）管状带式输送机。由多个托辊强制把胶带裹成边缘互相搭接为圆管状的新型散状物料连续输送设备。具有密封环保性好、可沿空间曲线灵活布置、输送倾角大、复杂地形条件下单机运输距离长、运行可靠维护方便等特点。广泛应用于厂外输煤、码头至电厂及部分厂内输煤。世界上约有上千条管径为 100～900mm、长度为 15～7000m、输送量为 10～7000t/h 的管状带式输送机。最大单机长度为 7km，最大输煤倾角为 35°。

（2）长距离曲线带式输送机。用于起点和终点不能直线连接的弯曲运行、并可利用常规带式输送机部件实现的新型长距离带式输送机。可以绕开障碍物或不利地段，实

现少设或不设中间转载站，减少设备数量，使系统供电和控制更为集中。国内采用的该类型输送机最大整机长15.8km，最大出力为8000t/h。

水路运输 位于沿江沿海地区的火电厂，广泛采用水运或陆水联运方式，具有运费低廉及运输能力大的特点。水路运输的船舶型式有普通煤船、肥大型煤船、煤驳和自航自卸煤船等，根据运距和卸载条件综合考虑选用。一般用3万～10万t级海船运到电厂码头，或通过中转码头用500～3000t级驳船转运到各电厂码头，卸煤设施则由码头和卸煤机械组成。

码头分浮码头和固定码头两类。浮码头由趸船、联桥和引桥组成；固定码头多采用重力式沉箱结构或高桩梁板结构通过引桥与陆地连接。发电厂应尽可能利用或扩建原有的港口码头，或与附近的厂矿企业联合建设，统一调度使用。

带卸煤机械具有自行卸煤功能的船舶称为自卸船。煤船舱被分隔为若干个独立的煤斗，斗下装置给煤机，将煤炭均匀地供向纵向布置的皮带运输机，直接运向电厂或送入码头上的储煤斗，可取代码头卸煤机械。自卸煤船具有灵活机动、卸载量大的特点，一般为每小时4000～6000t，最高达20000t，是大型火电厂适用的运煤设施。

管道输煤 将煤研磨成细小颗粒后与水混合，通过管道远距离运输的能源输送技术。管道输煤由制浆、输送和终端燃用三部分组成，输送方式可采用管道，也可用罐车或船舶联合进行。当采用管道长距离输送时，需增加中间升压站。早期管道输煤采用煤、水重量比为50∶50的煤水混合燃料，需在终端脱水至25%水分才能燃用。现代管道输煤采用煤粉重量比为75%以上，不需脱水即可直接燃用，但需加入适量添加剂以保持流动性和稳定性。

1957年，美国在俄亥俄州建成第一条173km长的输煤管道，年运量为1.1×10^6t，供装机容量为670MW的东湖（East lake）电厂燃用。苏联于1989年建成别洛沃（Белово）煤矿区到新西伯利亚第五热电厂的煤水浆输送管道，长度为260km，年输煤5×10^6t。中国于20世纪80年代初开始进行管道输煤应用研究。1985年进行了山西煤管道输煤南送和东送的可行性研究；1990年与日本合作在山东石臼所建设制浆厂，年产量为1×10^6t，用管道输送船舶外运；陕煤化集团的神木—渭南管道输煤项目年输煤量为1×10^7t，线路全长727km，已进入实施阶段。

changwai shuhuizha xitong

厂外输灰渣系统 (off-plant ash transportation system)

从厂内除灰渣系统的存储系统中将灰渣卸出并输送至厂外贮灰场或供综合利用的设施。通常2台以上锅炉合用1套厂外输灰渣系统。可以采用灰和渣分别单独输送，并可采用不同输送方式的系统；也可以采用灰和渣混合后排至灰场的灰渣混除系统。需根据贮灰场型式、灰渣运输量和输送距离、厂内除灰渣系统型式、系统运行方式及灰渣综合利用要求、环境条件等因素综合确定。通常采用水力和机械两类方式，也可因综合利用需要，在厂外采用气力输送方式。

水力输灰渣系统 采用灰渣浆泵将灰渣输送至灰场的厂外输灰系统，通常与湿式贮灰场配套使用。厂外水力输灰系统可采用高浓度或中等浓度的灰浆输送系统（见除灰系统）。而输渣系统一般采用离心式渣浆泵将渣浆通过管道送至灰场（见除渣系统）。也有采用将低浓度渣浆与高、中浓度灰浆混合的中等浓度灰渣混除系统。当输送距离远或提升高差较大、一级泵的扬程不能满足要求时，可采用多级泵串联输送。制浆设备及离心式灰渣浆泵或柱塞式灰浆泵一般设置在发电厂内。

厂外水力输灰渣系统的灰渣浆管道，大多采用厚壁无缝钢管，以海水为输送介质时，可采用铸石内衬或衬胶复合钢管。管道一般采用地面敷设、快速接头连接。当厂外输灰管道为1～3条时，可设1条备用管道。

机械输灰渣系统 采用机械设备输送灰渣至灰场或供综合利用的设施。常用机械有：①汽车，运输调湿态灰渣的自卸汽车或干态灰的罐车。系统简单、设备少、运行灵活，但运行人员较多、耗油、有飞灰和排气污染。②带式输送机，一般用于出力较大、有一定距离限制的厂外调湿态灰渣运输。系统设备简单、运输量大，适用于复杂地形，需根据设计条件采取封闭、采暖等措施。③船舶，适用于具备水运条件火电厂的灰渣中转。具有运输量大、运营费用低的特点。需要有灰渣专用码头，要求在水位变化幅度小、水域宽阔、足够水深、河床稳定的河段上设置顺岸式码头。

对调湿态灰渣需在运输机械前端配置湿式卸料装置，包括气动隔离阀、电动给料机、双轴搅拌机，以及配套的供水管道阀门等。通过调整供水量，使灰渣中含水率控制在10%～25%。

changyong baoan dianyuan

厂用保安电源 (emergency power supply of fossil-fired plant)

为避免停电造成某些重要设备失控而设置的向保安负荷供电的专用电源。在发生全厂停电或在机组失去厂用电时，为了保证发电机组的安全停运，或者为了防止危及人身安全等原因，保安电源向需要在停电时继续供电的事故保安负荷供电。

保安电源分直流保安电源、交流保安电源两种。直流保安电源采用蓄电池，向直流润滑油泵、氢密封直流油泵等直流事故保安负荷供电；交流保安电源的工作电源可由机组低压工作母线引接，而备用保安电源宜选用自动快速起动的柴油发电机组，供给在全厂停电时保证安全停机的盘车、顶轴油泵、交流润滑油泵及其他交流事故保安负荷。

柴油发电机组应是快速自起动的应急型，并具有自动控制及调节功能；柴油机宜采用高速及废气涡轮增压型；柴油发电机电压采用380V或380/220V，中性点接地方式与低压厂用电系统一致；在全厂停电且柴油机房无人值班情况下，能在15～20s内自起动恢复供电，并按要求分批加载，直到满负荷。

200MW机组每两台机配一套柴油发电机，每台机组设一段保安母线；300MW及以上机组每台机组配一套柴油发电机，设1～2段保安母线。

见《配电与用电卷》保安电源。

changyong diya kaiguangui

厂用低压开关柜 （low voltage switchgear cubicles for station auxiliaries） 作为低压厂用系统的受电和配电设备，并为低压辅助设备提供控制、测量、保护和信号等的成套配电装置。

低压厂用开关柜可分为动力中心柜（PC）和电动机控制中心柜（MCC）两种。动力中心柜直接受电于厂用低压变压器，短路电流较大，采用框架式自动空气断路器，供容量较大的电动机和负荷以及 MCC 的配电馈线用。电动机控制中心柜受电于动力中心配电馈线，短路电流较动力中心小，其回路直接供电给容量较小的电动机和其他负荷，其回路电器元件可按所供负荷的要求进行配置，保护电器可采用热磁式塑壳断路器作配电馈线，或采用熔断器加热继电器，其操作电器可采用接触器或起动器。

厂用低压开关柜结构上分固定式和抽出式两种。抽出式动力中心柜又称为金属铠装式开关柜，柜体结构和每台开关柜的馈线数量随制造商采用的断路器类型和规格而异，多则可容纳 3～4 个馈线回路，少则为 1～2 个馈线回路。固定式电动机控制中心柜的品种更多，一般都是模数化的结构，可按具体工程的技术要求而组合配置。

框架式空气断路器的脱扣器应具有如下性能：电源进线和母线联络断路器应具有长延时和短延时性能；电动机馈线断路器应具有瞬时和长延时性能；配电馈线断路器应具有长延时和短延时性能。

在动力中心柜内的框架式断路器，除至电动机控制中心的馈线断路器可采用手动操动机构外，其余断路器均应选用可供就地和远方控制的电动操动机构。

厂用低压开关柜的外壳防护等级应满足环境条件的要求。动力中心一般布置在环境较好的配电间内，可选用开启式或保护式结构的固定式柜，或者选用金属铠装式抽屉柜。电动机控制中心一般布置在车间内，环境条件较差，布置在锅炉房的开关柜的外壳防护等级应达到 IP-54 级，其他场所不应低于 IP-30 级。当选不到合适的 IP-54 级产品或经济上不合理时，应和煤场的电动机控制中心一样，将开关柜布置在独立的与环境隔开的小间内。开关柜内电气设备的载流能力会因柜体封闭而受到影响，因此应通过试验验证其载流能力或提出降容系数。

changyong diandongji

厂用电动机 （station auxiliary motor） 火力发电厂内驱动各种辅助机械设备的电动机。在厂用电系统中使用的电动机有交流异步电动机、交流同步电动机和直流电动机三类。

厂用交流异步电动机转子有绕线式、单鼠笼式、双鼠笼式和深槽型四种。后两种用于需要起动转矩高的电动机。绕线式电动机适用于起重设备的驱动。

直流电动机用于当厂用交流电源消失时为保证安全要求继续工作的厂用设备，如汽轮机润滑油泵、发电机氢冷密封油泵等；或者调速范围大而又无合适的交流电动机时。保安用的直流电动机均由蓄电池组供电。

在中国，厂用电电压等级可分为 10、6、3kV 和 380V 四种。厂用电动机的电压一般按容量划分，见表。

电动机的电压、容量分类表

厂用电电压组合（kV）	电动机容量（kW）	电动机额定电压（kV）
10，3，0.38	≥1800	10
	200≤P<1800	3
	<200	0.38
6，0.38	≥200	6
	<200	0.38
3，0.38	>100	3
	≤100	0.38

厂用电动机的绝缘 厂用中压电动机定子绕组采用 F 级绝缘，温升 B 级考核。整个定子采用真空压力浸渍（VPI）工艺。对电压为 10kV 及以上的电动机定子绕组应有防电晕措施。美国的电动机标准中采用了使用系数（service factor），电动机的铭牌额定功率乘以使用系数即为电动机的过载能力。厂用电动机的使用系数一般取 1.0，当厂用电动机仅发生短时过负荷时，如水泵的最大出力或风机的试验负荷等，其使用系数可取 1.15 或以上。美国 NEMA 标准规定使用系数为 1.15 或以上的电动机，在使用系数×额定容量时的温升极限值可比标准规定的值增加 10K，但此时的堵转力矩和最大力矩按铭牌值不变。

厂用电动机的外壳防护等级和冷却方式 电动机的外壳防护等级和冷却方式应与周围环境条件相适应。在潮湿、多灰尘的车间（如锅炉房、煤场等），外壳防护等级要达到 IP-54 级，其他一般场所可采用不低于 IP-23 级，对于有爆炸危险的场所应采用防爆型电动机，户外电动机要采用全封闭型空气冷却或水冷却，湿热带地区的电动机要采取防潮、防霉等措施。

厂用电动机的工作电压和频率 厂用电动机宜能在电压变化±10%、频率 50.5～48.5Hz 之间正常工作，其起动电压在电动机端一般不小于 80%额定电压，允许冷态连续起动两次而不超温，成组自起动时，其端电压应不少于规定值。

见《配电与用电卷》电动机。

changyong diandongji yunxing

厂用电动机运行 （operation of electrical motor in power plant） 火电厂中的大量拖动机械需用电动机作为动力，根据其对发电过程的影响程度，从运行角度可分为重要、次重要和次要三类。重要的一般指一旦停用将直接、迅速影响发电出力或威胁主设备安全运行的电动机（如锅炉的给水泵、控制循环泵、送风机、引风机、一次风机、磨煤机、给煤机、空气预热器、燃油锅炉的供油泵等；汽轮机的循环水泵、凝结水泵、凝结水升压泵、润滑油泵、液压油泵、盘车装置等；发电机的水冷泵、空冷泵等；公用系统的冷却水泵或工业水泵等）；次要的一般指其停用后对发电或设备无影响的辅机（如生活水系统的辅机、排水泵等）；其余的可认为是次重要的电动机。从保障发电机组持续、稳定、安全的运行和加强设备管理角度来说，做好电动机的运行、维护和检修是电厂一项重要的工作。由于电动机在火电厂内的重要地位，对其投用、运行、异常和故障处理有严格的要求。

电动机的投用 新安装或检修后的电动机必须经过试运行正常后才能移交运行。试运行的条件是：设备全部（包括一、二次设备）安装结束，静态试验合格，记录齐全；质检部门验收合格，出具验收证明；经有关部门批准等。试运行

时运行人员、施工（检修）人员、质检人员和调试人员都应参加。试运行一般分两步进行：电动机单独试转和电动机与机械设备联合试转。①单独试转：试转前确认电动机与机械装置分离。在接线方式（星形或三角形）验明正确的前提下进行电动机的空载起动，第一次合闸，待起动电流下降后即行断开，验证转向是否正确；第二次合闸，记录合闸前后电源电压、起动电流的最大值、起动时间和空载电流值，检查三相电流是否对称，测定并记录轴承振动值。大容量电动机应用录波器记录起动过程中的有关电气量波形，检查起动过程中电压降低是否符合要求。空载运行1～2h，检查轴承温升及定子外壳的温升应正常。如三相电流不平衡、轴承振动、温升超过规定数值时，应立即停机，查明原因。②联合试转：电动机与机械设备联合试转前联轴器已正确连接。运行人员应对机械和有关系统检查正常。起动时，除记录与第二次空载合闸时相同的参数外，还应检查有关功率表、电能表的转向和指示是否正确。特别应检查带负载运行过程中的定子外壳温升变化，如定子温度过高，应考虑对定子绕组做单独的温升试验。电动机单独试转或带机械联合试转的第一次起动，运行人员都应做好随时故障停用的准备。

电动机的正常运行　应具备的条件和要求包括：①每台电动机的外壳上应具有原制造厂的铭牌；所有电动机均应有相应的保护，不允许无保护投入运行。②经常保持电动机周围干燥清洁，防止水、汽、油侵入，特别是通风口附近应无任何障碍物，通风口无积灰；并有防止小动物进入的措施。③电动机转动部分应设遮栏或护罩；电动机及起动调节装置的外壳应接地。④电动机应视轴承型式进行加油或注润滑剂，其规格和种类应符合制造厂的要求和化学规定，加注间隔时间和油的排出量应符合规定并做好加注记录。⑤经常监视电动机运行工况和抄录运行参数（重要电动机由热控计算机自动打印），开关分合闸指示灯不亮，应查明原因设法排除。⑥用温度计测试电动机部件和减速装置部件的表面温度，必须低于其极限温度。电动机的表面温度必须保持低于绝缘级别的极限温度10～20℃。

电动机在任何运行情况下，均不应超出温升限额，超出时应迅速查明原因，应采取措施降低出力，若还超温则应停用该电动机。电动机温升限额见表1。

表1　电动机温升限额（℃）

测温方法	绝缘等级											
	A级			E级			B级			F级		
电动机部件	温度计法	电阻法	检温计法	温度计法	电阻法	检温计法	温度计法	电阻法	检温计法	温度计法	电阻法	检温计法
静子绕组	50	60	60	60	70	70	70	80	80	85	100	100
静子铁芯	60			65			80			100		

注：表中所列为空气冷却的电动机温升限值，按环境温度40℃计算。对A级绝缘电动机，外壳温升允许35K，最高温度限额不得超过75℃；对E级绝缘电动机，外壳温升允许45K，最高温度限额不得超过80℃；对B级绝缘电动机，外壳温升允许45K，最高温度限额不得超过85℃；对F级绝缘电动机，按B级绝缘考核，个别点温升可超过B级，但不得超过F级规定温升。

滑环和轴承的温度、温升允许值见表2。

表2　滑环和轴承的温度、温升允许值（温度计法，℃）

电动机部件	温度	温升
滑环	105	70
滚动轴承	100	65
滑动轴承	80	45

大型电动机的绕组温度应配置遥测装置，进入分散控制系统（DCS）（例如循环水泵、给水泵等）。

电动机绕组的最热点温升要比平均温升高，要各留出5℃的温升裕度和环境温度裕度。发电厂对电动机的容量选择一般都留有一定的裕度，所以在正常运行时，温度与温升不会达到额定值。在运行规程中规定的温度与温升的限额主要指运行人员正常运行时的监视限额，一般比按绝缘等级允许温度和温升低10～20℃。电动机运行时的振动不应超过表3的规定。

表3　电动机的振动允许值

额定转速（r/min）	7600	3200	1500	1000	≤750
振动值（双振幅，μm）	40	50	85	100	120

新安装、大修后的电动机或备用中停用时间较长的电动机，在投运前应由运行人员测量其绝缘电阻。绝缘电阻表的电压等级，对高压电动机应使用2500V，对低压电动机应使用500V。绝缘电阻值的标准是：高压电动机每千伏工作电压不低于1MΩ；低压电动机及绕线式电动机的转子应不低于0.5MΩ；6kV电动机冷态绝缘电阻应在6MΩ以上。发电厂运行规程对装有加热器、不装加热器、开启式或备用的电动机都规定了必须测量绝缘电阻的停用周期。备用中的电动机应经常检查，能保证随时起动，并按相关规定进行备用电动机的定期切换和定期起动。

电动机允许连续起动次数应符合制造厂的规定，无规定时，一般允许在冷态下起动2次。大容量电动机的起动间隔不得少于0.5～1h。在事故处理且电动机的起动时间不超过2～3s时，允许比正常情况下多起动1次。对绕线式转子电动机，由于转子回路内增加了电阻，改善了起动特性，使起动电流大大减小，因而对起动次数没有专门规定。

电动机起动应逐台进行，一般不允许在同一母线上同时起动2台以上较大容量的电动机，正常时应维持高压厂用母线电压在较高的水平。起动大容量电动机，起动前应调整好母线电压，应注意母线电压的下降对厂用电系统及交流控制电源电压的影响。

厂用电动机的异常运行和故障处理　厂用电动机异常和故障应区别情况进行处理。

（1）运行中的异常和处理：①电动机不转动且发出嗡鸣声，电流表指示升高或降到零，转速下降。可能原因：两相运行；电动机所带的机械负荷太重或卡住；转子开路；静子回路接线错误；转子扫膛。处理：立即拉开开关，停用电动机；根据上述判断，查出原因并消除方可重新起动；若电流上升不多且负载运行正常，可能是电源电压降低，可提高电源电压或降低机械负载。②在起动或运行时，电动机内出现火花或冒烟。可能原因：由于中心不正或轴瓦磨损使转子扫膛；鼠笼或转子铜（铝）条断裂或接触不良，在起动时冒烟；气隙积灰太多（灰尘冒火）。处理：严重者立即停用检查，轻微者允许调备用电动机后停用。③电动机电流周期性摆动。可能原因：系统振荡或电压不稳定；鼠笼式电动机转子铜（铝）条开路；被带动

的机械设备故障；转子损坏。处理：如不是系统振荡，则应换备用电动机，停机检查，查明原因后处理。④电动机剧烈振动。可能原因：电动机和被带动的机械设备中心不一致；定子和转子相互摩擦；轴承损坏；所带动的机械设备损坏；电动机或所带机械设备失去动平衡；电动机转子铁芯损坏松动；电动机某些部件或电动机及所带机械设备机座松动。处理：立即停止运行。⑤电动机轴承温度异常升高。可能原因：油环卡住；轴承上油槽被杂物堵塞或被磨平；润滑不良（油少、油脏、油中有水）等；电动机轴或轴承倾斜；传动皮带拉得过紧；轴承盖盖得过紧；轴承间隙太小；油脂加得过量；中心不正，弹性联轴器的凸齿工作不均匀；转子不在磁场中心，引起轴窜动或轴承挤压等。处理：调用备用电动机，停止故障电动机，如无备用电动机，则应严格监视轴承温度，超过限额温度时，应停止电动机运行。

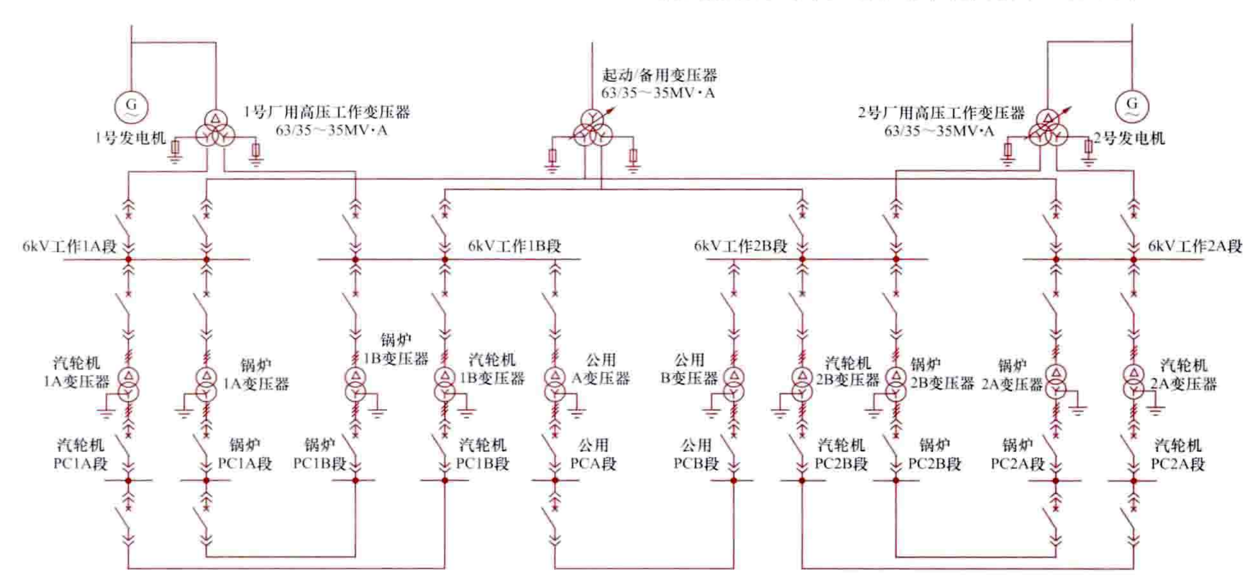
（2）在下列情况下，对于重要的厂用电动机可在备用电动机起动后立即停用原运行中的电动机：①电动机发出异声或绝缘有烧焦味；②电动机电流异常升高并超过正常值；③电动机的起动调节装置内出现火花或冒烟；④电动机振动超过允许值；⑤轴承冷却水发生故障；⑥轴承温度、线圈温度超过允许值；⑦轴承油位低且不允许在运行中加油；⑧电动机二相（即单相）运行。

（3）在下列情况下应立即停用故障电动机：①发生需要立即停用电动机的人身事故；②电动机所带机械设备损坏至危险程度；③电动机起火冒烟；④电动机强烈振动，窜轴或定子和转子碰擦；⑤发生重大事故而需要立即停用电动机时。

（4）电动机起火的处理：必须将电动机的电源切断后方可进行灭火。灭火时应使用电气设备专用灭火器，如四氯化碳、二氧化碳、干式灭火器，禁止使用酸碱灭火器。无电气设备专用灭火器时，在电动机电源切断后用消防水呈雾状喷射灭火。禁止将大股的水注入电动机内。

changyongdian jiexian

厂用电接线 （one-line diagram of station auxiliary power system） 火电厂内厂用电系统的连接方式。包含厂用电压等级、厂用电源的引接、厂用母线设置、负荷连接及接地方式等。通常用单线图表示，见下图。



2×600MW火电厂厂用电接线图

厂用电压等级 按电压等级分为：①高压厂用电，一般采用6kV或10kV一级电压，当技术经济合理时也可采用10、3kV或10、6kV两级电压。②低压厂用电，一般采用380V、380/220V。

厂用电源的引接 厂用电系统的电源设有工作电源、起动/备用/停机电源、保安电源（见保安电源接线）及不停电电源（见交流不停电电源）。

（1）高压工作电源的引接通常按机组设置。当设发电机电压母线时，由该母线引接工作电源供给机组负荷；当发电机与主变压器为单元连接时，工作电源由主变压器低压侧引接。

（2）高压起动/备用/停机电源通常从外部变电站或与电网相连的配电装置母线通过起动/备用变压器降压引接。当电厂内有多个与电网连接的电压等级时，优先从较低电压等级引接；当设置有联络变压器时，也可由联络变压器第三绕组引接；当设置发电机断路器时，也可由机组接入电网的电压母线通过主变压器、厂用工作变压器降压提供起动电源。厂用电系统电源也可以通过不同机组厂用电系统联络相互提供。

有备用电源功能时，每2台机组设置1～2台备用变压器；如果仅作为停机电源时，可多台机组设置1台停机变压器。

（3）低压工作及备用电源一般直接从高压厂用母线通过低压厂用变压器降压引接。低压厂用电可采用每2台变压器互为暗备用的方式，也可采取多台变压器设专用明备用变压器的方式，明备用变压器电源不宜与工作变压器取自同一高压工作母线。

厂用母线设置 高、低压厂用电系统通常采用单母线，按锅炉分段。容量400t/h以下锅炉，一般每台炉设1段高压母线和1段低压母线；容量400～670t/h的锅炉，每台炉设2段高压母线和1～2段用隔离开关分为2个半段的低压母线；容量1000t/h左右的锅炉，每台炉设2段高压母线和

2段低压母线；容量1900t/h及以上锅炉，每台炉设2～4段高压母线和2～4段低压母线。当公用负荷较多或容量较大时可设公用段。

负荷连接　当每台炉有两段厂用母线时，应将双套辅机分别接在两段母线上；全厂公用负荷应根据供电要求分别接于不同母线段上。对于远离主厂房的负荷可在负荷中心设配电装置，由主厂房引接2～3回电源，特殊情况也可由外部引接可靠电源。低压电动机采用动力中心及电动机控制中心供电方式，一般75kW及以上电动机接动力中心，75kW以下电动机接电动机控制中心。

接地方式　高压厂用电系统根据电容电流大小可采用高电阻接地、不接地或低电阻接地方式。低压厂用电系统动力、照明分开时，动力回路可采用高电阻接地、不接地、直接接地方式；照明及检修回路为直接接地。动力、照明合并供电时，一般为直接接地。

changyongdian shebei buzhi

厂用电设备布置

(arrangement of auxiliary electrical equipments)　厂用电系统主要设备和相应建（构）筑物的安排。设备包括高压、低压厂用变压器及配电装置等。

（1）高压厂用工作变压器、起动/备用/停机变压器。通常布置在汽机房A排外侧，并与A排外总体布置协调，使变压器高低压侧连接导体尽量短。为缩短电源侧分相封闭母线的长度，高压厂用变压器布置在汽机房与主变压器之间或与主变压器平行布置，起动/备用/停机变压器一般与主变压器平行布置。厂用变压器低压侧用共箱封闭母线或电缆母线引至汽机房内厂用配电装置室。

（2）低压厂用变压器。采用干式变压器时一般加罩壳布置在配电室内，与开关柜顺列布置，为通风方便也可布置在单独的变压器室内。采用油浸式时，需布置在靠近配电室的防爆小间内。

（3）配电装置。布置原则为：①尽可能靠近负荷中心及电源；②按系统、按机组分开布置；③柜的排列应有规律性和对应性，减少电缆交叉。高压配电装置、低压动力中心一般布置在单独的配电室内，低压电动机控制中心通常就地布置在工艺车间内。

大型机组的厂用高压配电装置及汽轮机低压配电装置，通常布置在汽机房靠发电机出线端的中间层及零米层配电室内，既接近负荷又靠近电源，有利于高压配电装置采用共箱母线从厂用变压器引接电源。大型机组的锅炉、公用部分等低压动力中心，一般布置在两台锅炉之间的集控楼或除氧框架的中间层。中小型机组厂用高低压配电室一般布置在除氧框架内或两炉之间。厂用配电室内各段配电装置应保证一定尺寸的操作维护通道，配电室长度大于7m时需设两个出口。

changyongdian shebei xuanze

厂用电设备选择

(selection of auxiliary electrical equipments)　根据厂用电系统的要求，通过技术经济比较，确定厂用变压器、厂用电动机及配电装置等设备的技术条件。

厂用变压器选择　依据设备的型式、容量、阻抗、调压方式等参数选择。

（1）型式。高压厂用变压器一般选用油浸式三相变压器。变压器容量较小时可选用双卷变压器；变压器容量较大时，为限制短路电流可选用双分裂变压器或三卷变压器。低压厂用变压器一般选用干式变压器，与架空线连接时宜选用油浸变压器。

（2）容量。高、低压厂用工作变压器按变压器最大计算负荷选择，并留有一定裕度。厂用电负荷计算采用换算系数法，即各个负荷采用不同的换算系数进行容量折算后叠加，其中换算系数根据负荷特点综合考虑了电负荷的同时率、负荷率、功率因数及效率。

需作为检修备用电源时，起动/停机/备用变压器应满足一台机备用电源的要求，容量不小于最大一台工作变压器的容量；当仅作为停机电源时，起动/停机/备用变压器至少应满足一台机停机的容量要求。

（3）阻抗。厂用变压器阻抗按低压侧导体及设备的动热稳定水平计算最小允许值，按电动机正常起动及成组自起动电压要求计算最大允许值，同时满足最大、最小运行方式母线电压偏移不超过±5%。电动机起动电压应满足：①最大一台电动机起动时厂用母线电压不低于额定电压的80%；②电动机成组自起动时高压厂用母线电压不应低于额定电压的65%～70%，低压厂用母线电压不应低于额定电压的55%～60%。

（4）调压方式。根据母线电压偏移计算确定，当母线电压偏移不能满足要求时，适宜采用有载调压方式。对出口有断路器和有进相运行要求的大容量发电机，一般都采用有载调压。

厂用电动机选择　选择设备的型式、电压，校验容量。

（1）型式。一般选用交流鼠笼式电动机，需要反复重载起动或小范围调速的机械采用绕线式交流电动机，在交流电源消失时仍需工作的可选用直流电动机。厂用电动机防护等级和冷却方式需与周围环境相适应，对于有爆炸危险的场所应采用防爆电动机。

（2）电压。厂用电动机的电压通常按容量划分，200kW以下的电动机一般采用380V。高压电动机的电压选择原则为：①当高压厂用电压等级为6kV一级时，200kW以上的电动机采用6kV；②当高压厂用电压等级为10kV一级时，250kW以上的电动机采用10kV；③当高压厂用电压等级为10kV和3kV两级时，1800kW以上的电动机可采用10kV，200～1800kW电动机可采用3kV；④当高压厂用电压等级为10kV和6kV两级时，4000kW以上的电动机可采用10kV，200～4000kW电动机可采用6kV。临界点附近的电动机电压等级根据实际情况在两个相邻电压等级中选取。

（3）校验容量。电动机一般由辅机厂配套供货，对转动惯量大或重载起动的电动机，当其使用条件与制造厂配套条件不符时，应按起动条件校验电动机容量。对鼠笼式电动机，可按冷态起动两次或热态起动一次校验电动机定子绕组的温升。

配电装置选择　一般采用成套式开关柜，按电压等级分为高压开关柜及低压开关柜。高压开关柜一般采用手车式或中置式金属封闭开关柜，柜内采用真空断路器或SF_6断路器，容量较小的回路也可采用高压熔断器串真空接触器的

F-C 回路以降低造价（见厂用高压开关柜）。低压开关柜一般采用抽屉式，在输煤等粉尘大、环境差的地方也可采用固定分隔柜，柜内采用框架断路器、塑壳断路器（见厂用低压开关柜）。

开关柜每个配电回路应有隔离电器、保护电器和操作电器。隔离电器用于隔离电源，如隔离开关、插头；保护电器用于切断故障电流，如熔断器、断路器；操作电器用于正常接通和断开回路，如接触器、组合电器和断路器等。

changyongdian shoudian

厂用电受电 (energizing of auxiliary power system)

将电网电源倒送至新建电厂各级电源系统并完成电源系统的调试工作，为机组设备和系统的试运提供可靠的电源供应。厂用电受电是机组分部试运工作开始的标志。

受电步骤　新建电厂首先由地区电网的电力系统向电厂升压站供电，然后依次对高压起动/备用变压器、高压厂用配电装置、厂用工作变压器以及低压配电装置供电。扩建电厂因高压起动/备用变压器已经投入运行，故可直接利用其升压站电源对扩建电厂的厂用配电装置供电。

主要试验与调整　包括：①按照有关电气交接试验标准和检验规程验收受电范围内的所有电气设备（包括二次回路），按照所在区域电网继电保护主管部门给出的定值整定继电保护装置。②受电系统的电气开关合、分闸操作试验，与机组计算机分散控制系统联调。③用额定电压依次对空载线路、变电站母线、隔离开关、断路器、互感器、变压器及厂用配电装置等进行冲击合闸试验。有条件时，冲击合闸前应先进行递升加压试验，升压过程中注意检查各设备有无放电声及短路现象。④检查受电系统的三相电压应平衡，相序应正确，各段母线的相位彼此应一致。

changyongdian xitong

厂用电系统 (station auxiliary power system)

为火力发电厂的辅助动力设备、照明、检修及操作等自用电而设置的供电网络。其任务是满足机组起动、运行、切换和停机等工况下供电的需要，并按照安全运行要求设置监控、保护和连锁等自动装置。

设计要求　厂用电系统应做到：①满足机组顺序起动、正常或事故停机及保持辅助系统继续运行所需的备用电源的要求；②满足正常运行可靠性，根据负荷特点及重要性，采用不同的冗余备用及切换方式，按机组、子系统相对独立设置，当某一机组或子系统故障时，不影响另一机组或子系统正常运行；③满足电厂施工过程和分期建设的过渡要求，公用负荷的供电需合理安排，尽可能减少接线改变和更换设备；④满足安全性要求。对于在运行及停机过程中可能引起设备、人身等安全事故的设备，设置独立的交直流保安电源及不停电电源。

组成　厂用电系统由厂用电源、厂用配电装置和厂用负荷等组成。

厂用电源　由工作电源、起动/备用/停机电源、事故保安电源和交流不停电电源组成。工作电源为机组运行时的电源，一般由机组自身提供；起动/备用/停机电源为工作电源失去时作为备用、机组起动及停机所用电源，一般由电网或其他机组提供；事故保安电源中的交流保安电源为电网故障或电厂长时间停电时，提供机组安全停机必须的交流电源，正常运行时由工作电源供电，故障时由电厂的柴油发电机提供；交流不停电电源为电厂控制系统提供不间断（间断时间小于 5ms）的交流电源，一般由交流保安电源和蓄电池组共同供电。

厂用配电装置　控制和计量电能分配的装置，分为高压、低压两类。高压厂用配电装置在国际上也称为中压配电装置，电压等级一般为 3～10kV；低压厂用配电装置的电压等级一般为 380/220V。

配电装置一般采用成套配电装置，有 3～10kV 高压开关柜、380V 配电柜等，内设断路器、熔断器、接触器、电流互感器、电压互感器及二次监控保护设备等电器，用于正常操作和事故时的故障切除。

厂用负荷　厂用电系统的供电对象。按工艺系统划分，可分为单元负荷和公用负荷。单元负荷指每台机、炉专用的凝结水泵、送风机、引风机等辅机负荷；公用负荷指全厂公用的输煤、除灰、化学处理等工艺系统辅机负荷。

按辅助动力设备在生产过程中的作用可分为：①正常负荷。即为保证机组的正常运行所需的负荷，按重要性分为：Ⅰ类厂用负荷，单元机组本身运行所必需的负荷，短时停运会造成主辅设备损坏，危及人身安全、主机停运或出力大量下降的负荷，如给水泵、凝结水泵、循环水泵等；Ⅱ类厂用负荷，允许短时停运，恢复供电后，不致造成生产紊乱的厂用电负荷，一般属于公用性质的间断运行负荷，如输煤、除灰、水处理系统等；Ⅲ类厂用负荷，较长时间停电，不会直接影响生产，仅造成生产不便的负荷，如修配车间、试验室、油处理等。②保安负荷。因停电而停运将直接影响到人身或重大设备安全的负荷，分为：交流保安负荷，为 0Ⅲ类负荷；直流保安负荷，为 0Ⅱ类负荷。③不停电负荷。为 0Ⅰ类负荷，在机组运行或停机过程中，甚至在停机后的一段时间内需要连续供电的负荷。

changyongdian xitong shebei yunxing

厂用电系统设备运行 (operation of equipment in auxiliary power system)

厂用电系统分为交流和直流两部分。交流部分可分高压厂用电系统（指 3～10kV）和低压厂用电系统（指 380/220V）；直流部分一般分为 220、110、24V 等。另外，大容量单元机组均设置应急快速起动的柴油发电机作为交流事故保安电源；大容量机组的控制、保护电源广泛应用交流不停电电源（UPS），可从交流母线和直流母线上获得电源经静态逆变装置供电。厂用电系统是电厂的命脉，保证其安全正常运行是电厂的首要任务。

高压厂用工作变压器和起动/备用变压器的运行　运行方式见主变压器运行，但起动方式有所不同：单元制接线的发电机-变压器组，其高压厂用工作变压器都支接自发电机出口，一般在发电机电压侧不设断路器，故随发电机-变压器组一起起动；高压起动/备用变压器的电源一般另接自电厂供电端母线或外来系统电源，其投入方式都是从高压侧全电压合闸。在机组起停过程中，厂用电负荷的工作/备用电源切换一般在机组负荷的 30%～50%之间进行。

低压厂用变压器运行　油浸式低压厂用变压器的运行类

似于高压变压器；新建发电厂多采用干式变压器作为低压厂用变压器。一般都放置在低压厂用配电中心，变压器间隔或小室内应有防潮加热器。干式变压器的冷却方式有自然冷却和风扇通风冷却，正常情况下采用自然冷却，当变压器顶部温度高时，自动起动安装在变压器底部的冷却风扇，冷却风扇也可以手动起停。

共箱母线或共箱母线电缆的运行　共箱母线由于有很多人孔门密封，难免存在不严密的地方，因负荷的高低、气温的冷热会发生“呼吸”现象。随运行时间的增加，易造成绝缘部件的积灰或结露，不仅恶化运行条件，也使维护工作量大大增加。采用共箱母线电缆则可以避免该情况。大容量机组的厂用电系统多采用共相电缆，每相由多根电缆并联而成，为保证各根电缆的负荷电流均匀，需采用换位布置。应对共箱母线电缆与断路器连接点的发热情况做定期检查，以防并联电缆连接点因接触不良而发热，造成各根电缆负荷电流分配更不均匀。

由于共箱母线电缆用于高压厂用工作变压器（高压起动/备用变压器）低压侧与高压厂用工作母线（或高压厂用公用母线）进线电源断路器的连接，对设备运行而言，其故障性质与所连接的变压器内部故障性质一样；高压厂用电系统的接地方式不同，其接地过电压水平也不同，共箱母线电缆的耐压水平也不同。一般对于高压厂用电压选为6kV，则共箱母线电缆的电压选为15kV。

厂用高压断路器的运行　厂用电系统内使用的断路器一般采用空气断路器、真空断路器、少油量断路器、F+C开关等。真空断路器具有结构简单、体积小、质量轻、便于双层布置、不需要压缩空气系统、维护和检修工作量少、可靠性较高等特点，获得广泛的应用。

（1）空气断路器：应保证持续供给合格的压缩空气（满足压力、干燥度的要求），以保证断路器开断时的灭弧性能。

（2）少油量断路器：重点监视运行中（特别是断开故障电流以后）绝缘油的油色变化，如油色变深变黑，应取样进行分析，检验其绝缘强度是否良好、游离碳是否过量，否则应调换新油。

（3）真空断路器：由于尚无手段监视真空泡内的真空度，所以应重点掌握：①投入运行前，应测量每相真空泡两极之间的绝缘电阻，如发现明显降低或三相情况有较大的差异，应进一步做检查；②如发现断路器处于断开状态时有放电声，说明真空泡可能漏气，极间绝缘降低，应更换真空泡；③用于母线电源的断路器在断开后，也可从母线是否带电压加以判别；④将真空断路器从停用位置改为试验位置或从试验位置退至停用位置时发生弧光，则应对断路器做进一步检查。

真空断路器在开断电动机或变压器的感性负载过程中，如工频电流在自然过零前发生熄弧，会在真空断路器中产生截流，线路中感性负载的漏抗和线路中等值电容将发生高频振荡，在电动机或变压器的端部产生过电压，严重时将损坏设备。为限制过电压的幅值，常在真空断路器的负荷侧装置避雷器或阻容过电压吸收装置，以吸收负荷侧发生的过电压。

无论使用何种断路器，在机组检修时应做交流或直流耐压试验。运行中除通常的监视项目（如接点、触头温度和放电声等）外，电厂应重点做到：①断路器辅助接点接触良好，可用试验方法判别；②开关机械特性试验（同期、分合闸电压等）；③开关“五防”试验；④如发生断路器拒合、拒断现象，必须查清原因，消除隐患，防止可能的事故扩大；⑤由于厂用断路器动作次数频繁，应根据不同类型断路器的特点，确定允许的故障分闸次数和正常的分闸次数，达到或超过时应予检修。

定期切换试验制度　对具有备用性质的电源和设备，应制定定期切换试验的周期和方法，以保证在需要时动作正常。如高压厂用母线、低压厂用母线、保安电源的备用电源或联络开关；柴油发电机的定期起动；UPS电源的切换等。

厂用电配电室的安全运行　发电厂高低压厂用电的配电室和低压配电柜一般都置于主厂房内；也有的配电柜布置在半露天的环境下。一旦发生管阀泄漏或遇大风雨天气，就会侵入配电室（柜）内造成短路，严重时使机组跳闸或被迫停机，该类事故并不少见。因此，新建电厂应特别注意，在厂用电系统第一次受电前，必须严格检查施工要求和质量，凡有可能入侵的孔洞，都应用密封材料严密封堵；可能受雨水影响的配电柜，也应考虑有防范措施。同样，凡是进入配电室（柜）的电缆孔洞（包括导管的孔洞），都应使用防火堵料予以封堵，防止外部火灾或小动物的进入。运行电厂更应经常检查和完善。

changyong gaoya kaiguangui

厂用高压开关柜　(high voltage switchgear cubicles for station auxiliaries)　用于高压厂用电系统，接受和分配电能给电厂辅助设备，并为这些辅助设备提供控制、测量、保护和信号等的成套配电装置。厂用配电装置的特点是操作频繁，因此要求其安全可靠、便于检修和适合于频繁操作。

厂用高压开关柜额定电压有3.6、7.2kV和12kV，额定电流达到4000A，额定电流3150A以上设置冷却风机，额定短路开断电流达到31.5～63kA（常用40kA和50kA）。

厂用高压开关柜一般采用铠装式金属封闭开关柜，单纯以空气作为绝缘介质。高压开关柜按结构类型可分为移开式和固定式两种，移动式还有手车式和中置式，后者柜体布置更合理，检修更方便。

高压开关柜按操作元件可分为断路器开关柜和F-C开关柜。断路器一般有少油、真空和六氟化硫等型式。厂用电系统一般采用真空断路器，少数电厂采用六氟化硫断路器；少油断路器系老产品，不能防火、防爆、不适合频繁操作，运行维护费用大，可靠性低，已被真空断路器取代。

在20世纪70年代末80年代初，一些制造商推出由高压熔断器与真空接触器组合成的F-C开关柜，有双回路F-C开关柜（如7.2kV、柜宽1000mm）和单回路F-C开关柜（如7.2kV、柜宽650mm）。其以限流型熔断器和综合保护装置作为保护电器，接触器作为操作电器，适用于频繁操作，运行维护工作量少，F-C开关柜宽度较小，且价格较低。F-C开关柜的可靠性主要决定于熔断器的工作可靠性和稳定性，与被保护设备的容量和性质有关。F-C开关柜已在厂用电系统中广泛应用，特别是短路水平为50kA及以上厂

用电系统中，经济性尤其明显。

配置真空断路器和真空接触器的开关柜内宜配置相应的过电压抑制装置，一般为氧化锌避雷器，以使负载端和母线系统免受超过绝缘水平的过电压。

开关柜内电气设备的载流能力会因柜体封闭而受到影响，因此应通过试验验证其载流能力或提出降容系数。

changyong gongzuo bianyaqi

厂用工作变压器 （unit auxiliary transformer） 主要作为机组高压厂用负荷的电源，兼作全厂公用系统电源的电力变压器，也称为单元厂用变压器。厂用工作变压器一般从发电机至主变压器的出线或发电机电压母线上引接。厂用工作变压器主要技术参数包括额定容量（视在功率）、额定电压、额定电流、和额定频率。此外，还有绕组的接线组别、电压调整方式和范围、阻抗电压、空载电流、损耗、绝缘水平、正常与非正常使用条件等。

厂用工作变压器采用双绕组变压器、分裂式变压器或三绕组变压器，高压侧电压为发电机额定电压（10～27kV），低压侧电压 3、6kV 或 10kV（国外低压侧电压可能 4.16、6.6kV 或 11kV），高压侧最大容量达到 80MV·A。

厂用工作变压器具有如下特点：①厂用工作变压器为一种特殊的降压变压器，其高压侧容量小于或等于低压侧容量之和，冷却方式采用 ONAN/ONAF。②对于直接与发电机连接的厂用工作变压器，应满足发电机额定容量甩负荷的工作条件，应能承受 1.4 倍的额定电压，且历时 5s，并要考虑发电机灭磁时间对其承受短路能力的影响。③厂用工作变压器的接线组别应满足与厂用起动/备用变压器的并联切换，并考虑厂用高压厂用电系统的中性点接地方式。④厂用工作变压器的阻抗决定于具体工程的厂用中压设备的允许短路电流承受能力和单台最大电动机正常起动和电动机成组自起动时厂用母线的允许电压水平，也可采用分裂变压器或三绕组变压器以减少厂用母线的短路电流。⑤厂用工作变压器一般不采用有载调压。对于有进相运行要求的大容量发电机，或发电机出口设断路器利用厂用工作变压器起动机组使厂用母线电压波动超过允许范围时，可采用有载调压变压器。

changyong peidian zhuangzhi anzhuang

厂用配电装置安装 （installation of auxiliary power switchgear） 厂用配电装置一般选用系列高低压成套柜和配电盘。主要安装工作有施工准备、立盘（柜）、母线施工、电气检查调整、二次回路接线和电气试验。

施工准备 开箱检查配电设备数量、规格符合设计要求，附件、备品备件、专用工具及技术文件齐全，开关室土建工作结束。配合土建施工校核基础型钢长度、宽度、标高及相对位置，检查基础型钢的直线度和水平度是否在误差允许范围内，检查电缆预留孔洞是否对应开关柜的排列布置，基础有可靠接地，接地点不少于两点。

立盘（柜） 按设计位置就位找正、安装第一面盘（柜），其他盘（柜）以第一面盘（柜）作为标准拼装。盘（柜）就位后调整其两个方向的垂直度，要求盘面平齐，接缝均匀，盘（柜）与基础连接牢固。

母线施工 现场母线安装应确保连接牢固，相间、相对地距离、母线连接螺栓紧固力矩值符合要求，安装完成后应核对相序，涂刷三相色标。

电气检查调整 对隔离开关、断路器、自动开关、负荷开关、互感器、熔断器和接触器等电气设备进行必要的检查和调整，应连接牢固、接触良好、指示正确、动作灵活、闭锁准确，达到电气设备交接试验规范的要求。

二次回路接线和电气试验 按设计图纸完成盘（柜）二次回路接线（见二次回路接线施工），电气设备的各类交接试验，开关的保护整定；最后进行设备的操作试验及保护动作试验，确认开关、继电器、信号灯等动作、指示正确。

chaochaolinjie fadian jishu

超超临界发电技术 （ultra-supercritical power generation technology） 见超临界发电技术。

(chao) chaolinjie yali jizu yunxing

（超）超临界压力机组运行 ［operation of (ultra) supercritical units］ 与亚临界压力机组运行相似，区别在于蒸汽参数更高，工质特性有所变化，以及由此带来的若干设备和运行上的不同特点。

工质变化特性 水的饱和温度随压力的升高而升高，汽化潜热相应减少，当压力达临界点时，汽化潜热等于零。水的临界压力为 22.12MPa，在该压力下被加热至临界温度（相变温度）374.15℃时即全部从液相转为汽相，不存在两相区，即水变成蒸汽是连续的，并以单相形式进行。在（超）超临界压力下，水到蒸汽的变化只经历加热阶段和过热阶段，而无饱和蒸汽区。这一特点决定了（超）超临界压力锅炉只能采用直流锅炉。

蒸汽参数 见蒸汽参数。

运行特点 （超）超临界压力机组运行，在锅炉和汽轮机方面有其自身特点。

汽水分离器的干湿态转换 锅炉在起动过程中，汽水分离器保持一定水位，点火以后，进入水冷壁的水受热开始转化为蒸汽，此时汽水分离器的作用相当于锅筒（汽包），锅炉处于湿态。汽水分离器分离出来的蒸汽进入过热器进一步加热，水则回收或排放。随着燃料量的增加，产汽量越来越多，约为20%～35%负荷，产汽量与进入省煤器的给水量相等，汽水分离器已无水位，由湿态转变为干态，称为干湿态转换。

在分离器干湿态转换前，存在一个汽水膨胀阶段，即随着燃料量的增加，工质在进入分离器前的某一处已经开始汽化，工质开始膨胀，体积迅速增加，在极短时间内冲入汽水分离器，使分离器水位有一个幅度较大的突升，称为汽水膨胀。汽水膨胀点的产生与燃料量的大小、投入的速度及给水量等因素有关。

直流锅炉的煤水比 直流锅炉由于没有锅筒起过渡缓冲作用，给水流量、给水温度或给水压力的任何变化都会影响到锅炉出口的蒸汽参数变化。超临界压力直流锅炉运行时应掌握好燃料量与给水量之间的比例，即煤水比。当增加负荷时，燃料量增加，给水量也应相应增加；减少负荷时，燃料量减少，给水也应相应减少。保证燃料与给水的比例，是直流锅炉控制汽温的操作原则。在锅炉控制系统的设计中，煤水比是自动调节的。锅炉主控制器根据机组的负荷指令，分

别向燃料控制器和给水控制器发出与负荷指令相匹配的燃料指令和给水指令，以保证煤和水按一定比例变化。

热应力控制　（超）超临界压力机组因压力和温度都很高，尤其采用变压运行方式时，厚壁部件和设备的热应力问题尤为重要。锅炉方面主要是汽水分离器和过热器联箱等部件；汽轮机方面主要是主蒸汽管道、进汽阀壳、高压进汽喷嘴、调节级及高、中压转子。（超）超临界压力机组把热应力作为机组起动时升速率及并网后负荷变化率的控制依据。一旦热应力达到预先设定的较高值，升速率将减小至零，停止升速，进行暖机。机组并网后，负荷变化率也要受关键部件热应力的限制。

蒸汽氧化和汽轮机的固体硬粒侵蚀（solid particle erosion，SPE）　锅炉高温过热器、高温再热器和高温蒸汽管道在蒸汽温度达500℃以上时，金属管内壁会被蒸汽氧化，生成氧化皮的速率和剥落的难易程度随金属材料特性和运行的温度而有所差异。由于氧化皮与金属母体的膨胀系数不同，当管子金属温度大幅度变动时，氧化皮就可能剥落。美国、日本等国家对于不锈钢的蒸汽氧化研究表明，奥氏体不锈钢接触高温蒸汽时，也将在其表面生成Cr的氧化物，铁扩散到其缺陷部位而生成氧化铁，氧扩散到内部则形成氧化皮内层。（超）超临界压力锅炉因蒸汽温度的不断提高，高温过热器、高温再热器也采用奥氏体不锈钢。不锈钢管内壁金属铁被蒸汽氧化而发生的纯化学腐蚀，生成具有双层结构的腐蚀产物，外层主要为磁性氧化铁（Fe_3O_4），内层由含Fe、Ni、Cr的尖晶石型氧化物组成。蒸汽温度越高，腐蚀反应更强。随运行时间推移，氧化皮增至一定厚度（约50μm）以上时，其外层氧化皮在锅炉停炉冷却过程中，温度为350℃以下即会发生急剧剥离；而在起动升温过程中，温度为200～300℃也会发生剥离。冷却过程中出现大量剥落可能造成过热器（再热器）U形管下部弯曲部位堵塞，而在锅炉起动时造成超温爆管；停炉和起动时剥落的颗粒可能由高压高速的蒸汽流携带（见蒸汽携带），在汽轮机喷嘴和叶片上产生固体硬粒侵蚀。

给水品质　（超）超临界压力锅炉的给水品质要求为：①考虑到（超）超临界压力锅炉使用的合金钢较多，为减少腐蚀，并减少汽轮机叶片的盐垢，运行中给水的氢电导率宜控制小于0.10μS/cm（国标期望值为小于或等于0.15μS/cm）；②超临界状态下，铜的溶解度更高，而含有铜的结垢更难清除，因此运行中宜控制铜离子维持在1μg/L的水平，不大于3μg/L，加热器系统宜设计成无铜系统；③钠含量应小于或等于5μg/L；④二氧化硅含量应小于或等于10μg/L；⑤为了减少给水加热器和锅炉本体（省煤器、水冷壁）的腐蚀产物，减缓其结垢速率，锅炉水处理宜采用加氧联合水处理（CWT）方式，使之在碳钢管内壁Fe_3O_4表面形成致密、光滑、可溶性低的Fe_2O_3保护层，抑制碳钢管的腐蚀，并能使锅炉本体的压降经常维持在近设计值水平，使锅炉清洗的周期延长至10年及以上。（见给水处理）

参考书目

李培元．火力发电厂水处理及水质控制．北京：中国电力出版社，2008.

chaoguolü

超过滤　（ultrafiltration）　以一种带有微孔的超滤膜为过滤介质的过滤方式，又称超滤。其工作原理是当水在一定压力差的驱动下流过超滤膜表面时，水分子、无机盐及小分子物质能够透过膜，而水中的悬浮物、胶体、微生物等物质则不能透过膜，从而达到水质净化的目的。

大多数超滤是作为反渗透预处理设备来使用的，主要应用于锅炉补给水处理和废水回用处理中，用于去除水中悬浮物、胶体。作为膜分离技术中的一员，超滤技术在节水领域扮演了重要的角色，可以与反渗透除盐技术联合，应用于火电厂废水深度处理、城市再生水回用等场合。由于超滤对水质的针对性较强，膜的选用和工艺参数的确定还只能通过模拟试验来进行。

超滤膜的微观结构　电厂水处理行业使用的超滤膜大多为中空纤维超滤膜，是一种由高分子聚合物材料制成的，具有非对称断面结构的薄膜。膜的表面有一层带有致密细孔、厚度很薄、起过滤作用的工作层，称为皮层；皮层下面是较厚的粗孔物质构成的支撑层，支撑层的目的是增强膜承受压差的能力。超滤的过滤机理与粒状滤料过滤完全不同，粒状滤料过滤是以深层截污为主，而超滤是以表面截污为主，超滤的分离性能主要取决于膜表面皮层的孔径分布。因此，超滤膜孔径分布范围的宽窄是影响膜性能的关键因素。

超滤的分类　按照推动力的类型来分，超滤膜组件有压力式和浸没式（真空式）两类，其中压力式又包括内压式和外压式两类。按运行方式分，有错流过滤和死端过滤，错流过滤指部分进水透过膜元件形成产水，其余部分形成浓水的过滤方式；死端过滤指进水全部透过膜元件形成产水的过滤方式，又称全量过滤。

超滤的主要性能参数　与传统分离方法相比，超滤技术具有过程无相变，能耗低，分离效率高，分离装置简单、操作控制简便等优点。主要性能参数包括四项：①超滤平均水回收率，一般≥90%；②出水水质指标，SDI＜3，浊度＜0.4NTU，悬浮物＜1mg/L；③透膜压差（TPM），过滤过程中进水侧与产水侧的压力差，它是运行过程中需要控制的一个重要指标，它能够反映膜表面的污堵程度；④膜通量，在一定的水温和透膜压差条件下，单位时间内通过单位膜面积的净产水量，它是衡量膜透水能力的参数。

发展　1896年，美国人马丁（Martin）制出了第一张人工超滤膜。20世纪60年代，分子量级概念的提出，是现代超滤的开始，70年代和80年代是高速发展期，90年代以后开始趋于成熟。中国对该项技术研究较晚，70年代尚处于研究阶段，80年代末，才进入工业化生产和应用阶段。现已广泛运用于医药、食品、化学、环保等各个领域。但在使用上还有其局限性，主要问题是膜的使用寿命较低，设备固定投资费用较高。

参考书目

许振良．膜法水处理技术．北京：化学工业出版社，2001.

chaolinjie fadian jishu

超临界发电技术　（supercritical power generation technology）　蒸汽参数高于水临界点参数的蒸汽动力发电技术。在高于临界点的蒸汽参数中，通常认为压力达到及超过27MPa或主蒸汽温度和/或再热蒸汽温度达到及超过580℃为超超临界参数，而采用超超临界参数的发电技术称为超超临界发电技术。

工程热力学关于水的临界点定义为：压力22.12MPa、温度374.15℃。临界点的压力和温度是水的液相和气相能

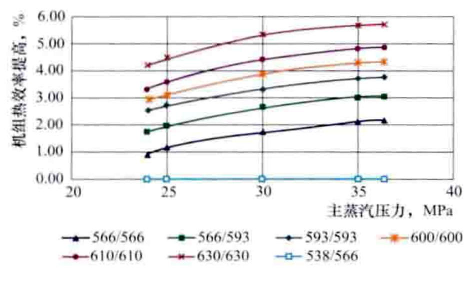
够平衡共存的最高值，是水的固有物性常数。当水的状态参数达到临界点及以上时，在饱和水和饱和蒸汽之间不再有液相和气相共存的二相区存在，水从液态直接变成气态。低于且接近临界点的蒸汽参数称为亚临界参数，高于临界点的蒸汽参数称为超临界参数。而超超临界与超临界是人为的一种区分，表示在超临界的基础上向更高压力和温度提高的过程或技术发展的一个台阶。

超临界、超超临界机组的供电效率分别约为41.5%～42.5%、43%～45%，比亚临界机组的供电效率（37%～39%）有显著的提高，而其在可靠性、可用率、热机动性、机组寿命等方面而不亚于亚临界机组。与烟气污染控制技术相结合的超超临界发电技术不仅在经济上具有良好的效益，也有较好的环保特性，可满足严格的排放标准。超临界、超超临界发电技术是实现规模化商业应用的洁净煤发电技术，是火力发电的主流技术。

技术特征 超临界、超超临界发电技术通过采用技术上和经济上能够达到的尽可能高的蒸汽参数（主蒸汽压力、温度，再热蒸汽温度）来获得更高的效率。蒸汽参数、高温材料等表征了超临界、超超临界发电的本质技术特征；而直流锅炉、超临界超超临界汽轮机、一次再热或二次再热、大容量化则与其密切相关。

蒸汽参数　近代蒸汽动力发电以朗肯循环为理论基础，蒸汽参数一般指循环的初始压力和初始温度，即汽轮机进口的蒸汽压力和温度。在影响循环热效率的诸因素中，蒸汽膨胀终了的状态参数（即背压）受冷却介质温度的限制，因此提高循环热效率主要依靠提高蒸汽参数。蒸汽参数关系到电厂的热经济性、安全可靠程度和总造价，还要涉及材料、设备造价、燃料价格、运行可靠性、负荷适应能力等一系列因素，需要经过全面技术经济分析和综合平衡才能最终确定。（见蒸汽参数）

当蒸汽初压不变时，提高蒸汽初温，循环热效率将会提高。同时，初蒸汽比体积增大、低压缸排汽湿度减小，汽轮机相对内效率也可提高，对提高机组热经济性有利。在超临界、超超临界蒸汽参数范围，主蒸汽温度每提高10℃，热耗率下降0.22%～0.28%；再热蒸汽温度每提高10℃，热耗率下降0.18%～0.22%。蒸汽参数变化对热效率的影响如图所示。蒸汽初温的提高主要受材料高温性能的限制。



蒸汽参数变化对热效率的影响

蒸汽初温不变，提高初压时，可提高循环热效率。在超临界、超超临界蒸汽参数范围，主蒸汽压力每提高1MPa，热耗率约下降0.10%～0.15%；当压力高于30MPa时，压力提高使热耗率的下降相对较小。初压提高，汽轮机入口蒸汽比体积减小，高压通流部分叶片高度降低，二次流损失及漏气损失增大，会部分抵消提高压力所带来的好处；同时，低压缸的排汽湿度将随初压增加，湿气损失也会使汽轮机相对内效率下降，还将增加末级叶片的水蚀。

材料　材料的发展水平决定了机组的参数和技术水平。在超临界、超超临界机组蒸汽参数条件下，材料不仅面临高温高压、烟气腐蚀、蒸汽氧化、蠕变与疲劳损伤等问题，还将承受长期组织稳定性的考验。现已形成用于566℃以下的CrMoV钢，566℃的2.25%Cr钢，600℃等级的9%Cr钢及12%Cr钢等标准材料系列（见金属材料）。材料及其应用技术是发展超临界、超超临界技术最为重要的技术基础之一。

再热　采用中间再热可以提高热力循环的平均吸热温度，从而提高循环热效率。通常再热温度与蒸汽初温在同一水平或略高。超临界、超超临界机组大多采用一次再热，少数采用二次再热。在超临界、超超临界蒸汽参数范围，采用二次再热比同参数一次再热的经济性高1.5%～2.0%，并满足初压提高后低压缸最终排汽湿度的要求。但二次再热机组更加复杂，锅炉有两个再热器，调温复杂；汽轮机增加一个超高压缸，轴系长度增加；设备造价增加等。

容量　蒸汽动力发电技术的进步，体现为机组容量的增大和蒸汽参数的提高。超临界、超超临界机组多为大容量机组。大容量机组具有效率高、单位千瓦投资省、同容量电厂建筑占地少、同容量电厂建设周期短、电厂人员少、维护费用低等优点。机组容量的上限由锅炉、汽轮机、发电机关键部件材料强度、汽轮机末级排汽面积（叶片高度）、汽轮发电机组（单轴）转子长度、加工制造能力、运输、电网容量等因素所决定。

回热系统　为提高热效率，在较高蒸汽参数情况下，给水加热器的数量将增加到8～10级，从而获得较高的给水温度；同时，还可选用温度高于再热冷端温度的加热器，以进一步提高最终给水温度。

运行与环保性能　超临界、超超临界机组采用复合变压（定-滑-定）或纯变压（定-滑）方式运行，可在低负荷时具有较高的效率；与烟气污染控制技术相结合，可以满足严格排放标准的要求。[见（超）超临界压力机组运行]

超临界、超超临界压力锅炉　在超临界、超超临机组中采用直流锅炉，锅炉中饱和水与饱和蒸汽之间不再有液相和汽相共存的二相区存在，水在保持单相的情况下从液态直接变成气态。炉型取决于锅炉厂家的传统技术，有Π型及塔式两种。燃烧方式有切圆燃烧和对冲燃烧。炉型与燃烧方式有一定关系，两者应合理搭配。（见超临界压力锅炉）

超临界、超超临界压力汽轮机　除了参数提高，要求采用新型耐热材料，及汽轮机入口的固体颗粒冲蚀趋于严重、蒸汽激振更易于发生外，超临界、超超临界压力汽轮机还面临机组容量增大带来的其他问题，如：汽轮机末级长叶片的研发、汽轮机组轴系可靠性设计等。随着末级长叶片的研发和应用，大容量单轴机组已成为发展的趋势。（见超临界压力汽轮机）

技术经济性 温度提高后高温部件要使用价格较为昂贵的高温材料，压力提高后所有承压部件的壁厚都要增加，这将增加钢材用量。超临界、超超临界机组的高效率所节约的燃煤费用足以弥补建造成本的增加，其技术经济性良好。

发展简史 自20世纪50年代蒸汽动力发电机组的蒸汽参数超过临界点参数以来，超超临界发电技术在20世纪90年代已经成熟，实现大规模商业化运行，并继续向更高蒸汽参数的方向发展。国内外投入运行的超临界机组和超超临界

机组已超过 600 台和 100 台。已投运超临界机组最大容量为 1300MW（双轴）、1200MW（单轴）；已投运超超临界机组最大容量为 1100MW，最高压力 31MPa，最高主蒸汽温度 600℃，最高再热温度 620℃（最大容量、最高压力、最高温度不在同一台机组），最高热效率 47%。

苏联与美国分别于 20 世纪 40 年代末和 50 年初开始超临界发电技术的研究。1957 年，第一台超超临界机组在美国费洛（Philo）电厂投入运行，机组容量 125MW，二次再热，蒸汽参数为 31MPa/621℃/566℃/566℃。但由于蒸汽参数取得过高，超过了当时材料技术的发展水平，机组的可用率和可靠性较低，不得不将蒸汽参数降低到超临界的水平。20 世纪 80 年代，欧洲超临界技术的水平已领先于美国，其变压运行技术使超临界机组带调峰负荷的性能提高到与亚临界机组相当。日本引进了美国的超临界技术、欧洲的变压运行技术，进行了一系列研发，虽然起步较晚，但发展速度快、收效显著，成为发展超临界机组先进的国家。20 世纪 90 年代，超超临界技术进入快速发展的阶段。新材料的开发应用及火电设备的技术进步为超超临界机组的发展提供了条件。1998 年，丹麦诺加兰德（Nordjyllandsvaerket，NVV3）电厂 411MW 超超临界二次再热机组（29MPa/582℃/580℃/580℃）投运，在低温海水冷却条件下，热效率达到 47%。日本、德国超超临界机组的蒸汽参数已提高到（25～27.5）MPa/600℃/620℃；其中日本超超临界机组的蒸汽压力在 25MPa 左右。欧洲及日本典型超超临界机组见下表。

欧洲、日本典型超超临界机组

机　组	国家	容量（MW）	蒸汽参数（MPa/℃/℃/℃）	投运年份
Nordjyllands 3 号	丹麦	411	29/582/580/580	1998
Boxberg Q/R	德国	910	25.8/541/580	1999/2000
Lippendorf R/S	德国	930	26/550/580	1999/2000
Bexbach 2 号	德国	750	25/575/595	1999
Avedore 2 号	丹麦	410	30/580/600	2001
Niederausem K	德国	1025	26.5/576/599	2002
Datteln 4 号	德国	1100	27.5/600/620	2011
川越 Kawagoe 1 号/2 号	日本	700	31/566/566/566	1989/1990
碧南 Hekinann 3 号	日本	700	24.1/538/593	1993
三隅 Misumi 1 号	日本	1000	24.5/600/600	1998
橘湾 Tachibanawan 1 号/2 号	日本	1050	25/600/610	2000/2001
矶子 Isogo 新 2 号	日本	600	25/600/620	2010

中国引进的首台 600MW 超临界机组（参数 24.2MPa/538℃/566℃）于 1992 年在石洞口第二发电厂投运，为超超临界机组的发展奠定了基础。2000 年 10 月，绥中发电厂一期 2×800MW 超临界机组建成投产，是中国当时最大的超临界机组。2003 年，确定了中国发展超超临界机组的容量为 600MW 级和 1000MW 级，蒸汽参数为（25～28）MPa/600℃/600℃、一次中间再热及有关的技术选型方案。中国发电设备制造装备业通过不同方式引进国外先进技术，消化吸收再创新，进行 600MW 等级和 1000MW 超超临界机组的设计和制造，并在工程中得到了实际应用。2004 年，首台国产化 600MW 超临界机组（蒸汽参数为 24.2MPa/566℃/566℃）在沁北发电厂投运。2006 年，首台 1000MW 超超临界机组（蒸汽参数为 26.25MPa/600℃/600℃）在玉环发电厂投运。2007 年，首台 600MW 级超超临界机组（蒸汽参数为 25MPa/600℃/600℃）在营口发电厂投运。2010 年，世界首台 1000MW 超超临界空冷机组（蒸汽参数为 25MPa/600℃/600℃）在灵武发电厂投运。2013 年 12 月，中国首台再热温度为 620℃的 660MW 超超临界机组在田集发电厂投运，蒸汽参数为 28MPa/600℃/620℃。截至 2011 年底，共 39 台 1000MW 超超临界机组投入商业运行。中国超超临界机组在总装机容量、单机容量、蒸汽参数、效率等方面均居国际前列。

研发计划　为进一步降低能耗和减少 CO_2 排放，欧洲、美国、日本分别制订了新一代超超临界发电技术的发展计划，关键部件采用镍基高温合金，将主蒸汽和再热蒸汽温度提高到 700℃以上，主蒸汽压力提高到 35～40MPa，热效率提高到 50%以上。欧盟于 1998 年启动“700℃先进超超临界燃煤发电技术”发展计划（简称为“AD700”计划），目标是论证、开发和示范具有先进蒸汽参数的未来燃煤电厂，蒸汽参数达到 37.5MPa/700℃/720℃，热效率可达 52%～55%（内陆冷却塔及低温海水冷却），使温室气体 CO_2 的排放降低 15%，并降低燃煤电厂投资。计划的主要工作集中在：材料开发及其性能验证，包括强度、蠕变特性、脆性、抗腐蚀性能、抗氧化性能、工艺性能等；锅炉和汽轮机设计以及整个电厂的布置。能否实现上述目标取决于技术方面的发展，以及参数提高带来的效率提高能否弥补建造成本的增加。该计划已进入建设示范电厂阶段，原定在 2014 年完成，但进度已推迟。美国于 2001 年开始进行 760℃超超临界燃煤示范电厂研究项目（“AD760”计划），蒸汽参数为 37.9MPa/732℃/760℃，一次再热机组及二次再热机组热效率分别为 48%和 50%。已完成 760℃机组的技术和经济可行性研究以及初步方案设计。日本于 2008 年启动了“先进的超超临界发电（A-USC）”项目的研究，蒸汽参数为 35MPa/700℃/750℃，热效率 46%～48%（HHV）；研究内容包括系统总体方案设计和经济性分析、锅炉和汽轮机技术、材料长时性能试验、部件的验证等，计划于 2018 年完成。中国于 2011 年成立了“国家 700℃超超临界燃煤发电技术创新联盟”，开展 700℃超超临界发电技术的研发工作。

参考书目

西安热工研究院. 超临界、超超临界燃煤发电技术. 北京：中国电力出版社，2008.

chaolinjie yali guolu

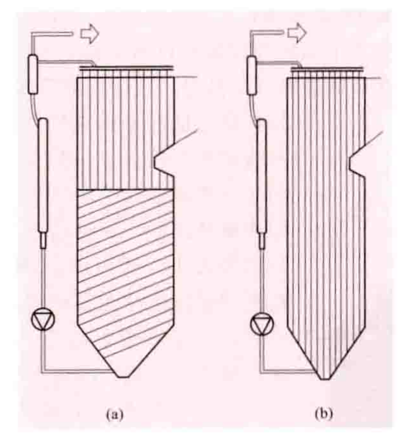
超临界压力锅炉　(supercritical pressure boiler)

主蒸汽压力超过水的临界点压力（22.12MPa）的锅炉。通常认为蒸汽参数中压力大于或等于 27MPa（温度大于或等于 580℃）为超超临界压力锅炉。大容量超临界、超超临界压力发电机组由于蒸汽参数的提高，有效地提高了火力发电

厂的经济性。

技术特点 与亚临界压力锅炉相比，超临界压力锅炉的循环方式全部为强制直流方式，其水冷壁系统的设计区别较大且需设置一套起动系统。此外，由于蒸汽参数更高，在锅炉承压部件设计及选材、汽水品质、运行控制，以及防止蒸汽氧化等方面的要求更高。

水冷壁 水冷壁管圈型式、质量流速、热偏差、流量分配等，是超临界压力锅炉水冷壁设计的关键因素。



超临界锅炉常用的水冷壁管圈型式
(a) 螺旋管圈；(b) 垂直管圈

水冷壁管圈型式 超临界压力锅炉常用的水冷壁管圈分为螺旋管圈和垂直管圈两大类型（如图所示），在大容量超临界、超超临界压力锅炉上都得到了广泛采用。

(1) 螺旋管圈。水冷壁管与水平线成一定倾角，从锅炉底部沿炉膛四周螺旋式盘绕上升，直至炉膛上部折焰角与炉膛出口处为止，通常盘绕 1～2 圈，螺旋倾角在 10°～20°。

(2) 垂直管圈。水冷壁管从冷灰斗至炉顶水冷壁管均做垂直布置，为满足变压运行需要，往往采用小管径一次上升式管圈。

质量流速 超临界锅炉水冷壁管内质量流速的合理选取十分关键，是关系到锅炉安全经济运行的重要因素。对于螺旋管圈，可以通过合理选择管径、根数和螺旋倾角等来确定合理的质量流速；对于垂直管圈，特别是一次上升式垂直管圈，一般只能采用较小管径（例如 ϕ28 或 ϕ32）来满足对质量流速的要求，而且还需要采用内螺纹管解决水冷壁高热负荷区传热恶化的问题。

热偏差 超临界压力锅炉在高负荷超临界状态运行时，介质做单相强制流动，对炉膛内的热偏差比较敏感，在水冷壁并联管之间介质温度或管壁温度会产生较大差值，因此在水冷壁设计时要做热偏差判断和计算。在水冷壁上部，往往还设置中间混合联箱以减少工质热偏差，防止水冷壁超温或产生过大温差应力。

流量分配 对于大容量超临界压力锅炉，为了保证水冷壁的安全运行，应特别注意并联各管间的流量分配，无论在超临界压力或亚临界压力工作状态，每个水冷壁管中都需要保持足够的冷却流量，使水冷壁安全运行。

起动系统 超临界压力锅炉是直流锅炉，因此需配备一套起动系统（见直流锅炉起动系统），供锅炉在滑参数起动时分离由水冷壁产生的汽水混合物，将饱和蒸汽通向过热器，水则通往除氧器水箱或其他可被利用的地方。超临界压力锅炉起动流量约为锅炉最大连续蒸发量（BMCR）的25%～35%。

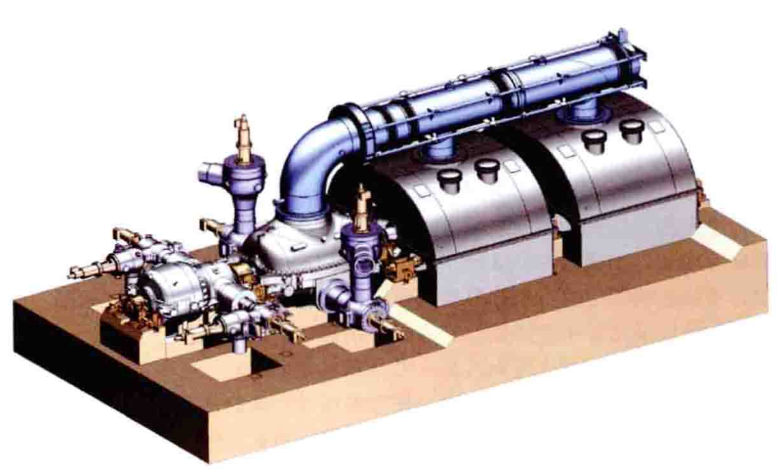
chaolinjie yali liuti duiliu huanre

超临界压力流体对流换热 (heat transfer at supercritical pressure) 工质的压力超过临界压力时的对流换热。工质温度可以低于，也可以接近于或高于临界温度。超临界或近临界状态的特点是，工质的热物性参数随着温度的变化发生明显的非单调的变化，并与压力的变化有关。其中比定压热容 c_p 的变化尤为剧烈，它可能变化好几倍并且有极大值，引起普朗特数 Pr 发生很大的变化并且具有极大值。在压力保持不变时，比定压热容取得极大值所对应的温度称为准临界温度。另一个特点是，在超临界压力状态下，由类液相过渡到类气相是连续进行的，热物性的变化没有液、气相共存时所具有的突变与不连续的特性。因此，可以把超临界压力状态下的换热当作单相介质的换热，但必须考虑工质热物性明显变化的特点。在换热温差极小时，物性参数的变化不突出，对流换热系数仍可按一般单相介质的经验关联式计算，随着温差的增大，这种计算会导致超出允许范围的偏差，必须对计算换热系数的准则关联式进行修正。

在紊流换热时，物质密度的显著变化会引起自然对流和热加速流动。如果浮升力和热加速影响不大，对流换热只受物性的影响，在准临界点附近对流换热系数达到最大值，对此已有比较准确的计算关联式（如可拉斯诺肖科夫和普拉达波波夫关联式、杰克逊关联式等）。当浮升力和热加速影响较大时，对流换热会出现恶化或强化现象。一般而言，对于流动方向与浮升力方向相反的流动（如流体在竖直管内自上而下流动并被加热，或在竖直管内自下而上流动并被冷却），浮升力会使对流换热增强；而对于流动方向与浮升力方向相同的流动，浮升力会使换热先恶化，再恢复、进而被强化。热加速始终使换热恶化。

chaolinjie yali qilunji

超临界压力汽轮机 (supercritical pressure steam turbine) 新蒸汽参数高于临界点（压力 22.12MPa，温度 374.15℃）参数的汽轮机。通常又将新蒸汽压力高于 27.0MPa 或新蒸汽温度或/和再热蒸汽温度大于等于 580℃ 的汽轮机称为超超临界压力汽轮机。图 1 和图 2 为典型的 1000MW 超超临界压力汽轮机外形和结构图。


图 1 上海汽轮机厂 1000MW 超超临界压力汽轮机外形（杨寿敏 提供）

经济性 采用超临界蒸汽参数后，汽轮机通流部分中的理想焓降增加，蒸汽流量减少，排汽损失相应地降低，有利于降低汽轮机热耗率；但由于蒸汽密度增加，流量减少，调节级及高压级叶片高度降低致使汽轮机级的效率下降；另外，还会导致排汽端湿汽损失、高压汽封漏汽损失及给水泵耗功增加等，因此采用超临界蒸汽参数对汽轮机热耗率亦有一些负面影响。为此，在采用超临界蒸汽参数时应尽可能地提高新蒸汽与再热蒸汽温度并相应地提高机组容量。超临界汽轮机的新蒸汽和再热蒸汽温度选用范围为538～566℃，

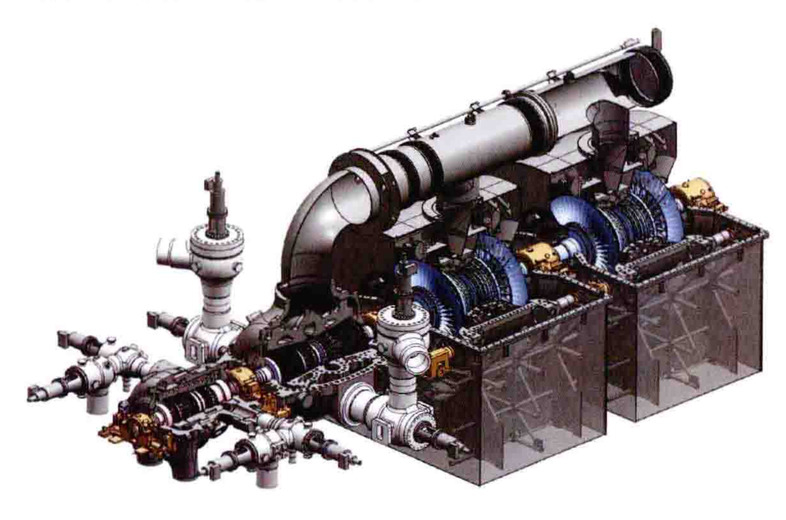


图2 上海汽轮机厂1000MW超超临界压力汽轮机结构（杨寿敏 提供）

机组容量一般在500～600MW以上，新蒸汽压力在16.6～31.0MPa及新蒸汽与再热蒸汽温度在538～600℃范围内时，新蒸汽压力每提高1MPa，汽轮机热耗率下降0.18%～0.29%。一般当新蒸汽和再热蒸汽温度为538℃时，新蒸汽压力从16.5MPa提高到24.0MPa，汽轮机热耗率下降约2.0%，如果再将新蒸汽、再热蒸汽温度提高到590℃，汽轮机热耗率还可下降约2.5%，若采用二次中间再热，汽轮机热耗率还可下降约2%。

当汽轮机输出功率、新蒸汽及再热蒸汽温度、排汽压力等与亚临界压力汽轮机相同时，采用超临界参数可以提高汽轮发电机组热效率，但高压部件壁厚的增加或采用耐热合金钢将导致造价提高。

运行特点 超临界压力汽轮机与亚临界压力汽轮机相比，在热应力及蒸汽品质控制、蒸汽氧化和汽轮机固体颗粒冲蚀等方面具有特殊的运行要求。[见（超）超临界压力机组运行]

负荷适应性 新蒸汽压力提高导致主蒸汽管道、导汽管、主汽阀、高压调节阀喷嘴组、高压内外汽缸等承压部件的壁厚增加，金属材料内部温度场和应力场的不均匀性增加，直接影响了汽轮机组起停及调峰运行的灵活性。为此高压内、外缸采用高窄波形法兰、内缸采用圆筒形汽缸或内外缸均采用圆筒形（见汽轮机汽缸）更显示其必要性。

轴系稳定性 蒸汽密度提高，使汽轮机径向动静间隙不均匀性变化导致转子自激振动的敏感性增加，由此引起的振动现象称蒸汽激振。（见轴系稳定性）

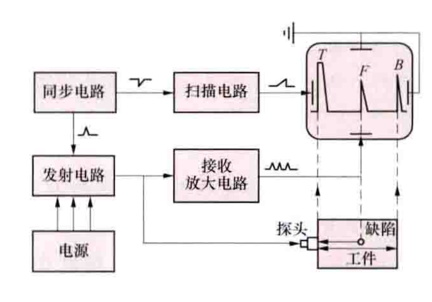
固体颗粒冲蚀 当新蒸汽温度高于480℃、压力大于8.5MPa时，就可看到锅炉管道和蒸汽导管的剥落氧化物对汽轮机喷嘴造成的冲蚀，当压力达到超临界值时，这种冲蚀是必然的。为此可在锅炉管壁、喷嘴和叶片上采用涂层，也可用加大动、静叶间隙的方法减轻其影响。

chaoshengbo jiance

超声波检测

（ultrasonic inspection） 把超声波探头产生的超声波传入材料内部，由一截面进入另一截面时，在截面边缘发生反射，再由换能器接收超声波，并将超声波转换成电信号来检查构件缺陷的一种方法。当超声波束自构件表面由探头通至材料内部，遇到缺陷与零件底面时会分别产生反射波，在荧光屏上形成脉冲波形，根据这些脉冲波形可判断缺陷的位置和大小。超声波检测可检验的构件厚度大，检测灵敏度高，尤其是对检验运行构件的裂纹更有效，广泛应用于电力、石油、铁路、航空、航天、化工、机械、冶金等工业及相关行业。

原理 超声波是频率高于20kHz的机械波，在介质中的传播具有方向性。工业检验常用的频率为0.5～20MHz。超声波检测按原理可分为穿透法、共振法和脉冲反射法三种。应用最广泛的是A型脉冲反射法，脉冲反射式检测仪的工作原理见图。电脉冲发生器产生高频电脉冲，加到由压电晶片制成的换能器（常称为超声波探头）上，超声波探头将电能转变成高频机械振动，机械振动透过声耦合介质（通常为水或油）传入构件材料，并在其中传播形成超声波脉冲。超声波脉冲遇到缺陷或异质界面时，部分声能沿原路返回换能器，再转变成电信号。电信号经放大后显示在荧光屏上。根据反射波在荧光屏上的位置和幅度，即可确定缺陷在工件中的位置和缺陷的大致尺寸。



脉冲反射式检测仪的工作原理

显示方式 脉冲反射式检测仪按显示方式可分为A型、B型和C型显示。A型显示荧光屏上纵坐标表示反射波的幅度，横坐标表示超声波的传播时间，荧光屏显示的是脉冲波型。B型显示接收信号以亮点（或暗点）表示，纵坐标表示超声波传播时间，横坐标表示探头位置，荧光屏显示出缺陷在工件截面上的分布图形。C型显示则给出缺陷的水平投影图，但不能显示缺陷的深度。普通检测仪都是A型显示脉冲反射式检测仪。C型显示仪可以给出缺陷的存在范围，能较准确地测定缺陷尺寸。

探头 普通超声波探头采用压电晶片加阻尼吸声材料封装后制成，发射的超声波集中于某一角度之内，晶片附近除主声束外，还有数个副声束，而且主声束轴线上的声压是起伏变化的，出现几个极大值，该区域称为近场区。近场区不适合于检测。近场区以外为远场区。在远场区中，声束轴线上的声压随至探头的距离增加而单调变化。采用声透镜或球

面晶片可会聚声束，制成聚焦探头。

波型　超声波在介质中传播时有多种波型，超声波检测最常用的为纵波、横波、表面波和板波。纵波可探测金属铸锭、坯料、中厚板、大型锻件和形状比较简单的构件中所存在的夹杂物、裂纹、缩管、白点、分层等缺陷；横波可探测管材中的周向和轴向裂纹、划伤、焊缝中的气孔、夹渣、裂纹、未熔合、未焊透等缺陷；表面波可探测形状简单的制件上的表面缺陷；板波可探测薄板中的缺陷。

技术指标　超声波检测最重要的两项技术指标是检测灵敏度和缺陷分辨率。检测灵敏度是指在特定的仪器和探头的条件下，可发现的最小缺陷尺寸；缺陷分辨率是指仪器和探头组合可区分开相邻两个缺陷的能力。

标定　为了校验调整仪器和标定缺陷尺寸，常用与被检构件材质相同或相近的材料加工成带有人工模拟缺陷的样块作为参考试块，经主管部门认可的称为标准试块。

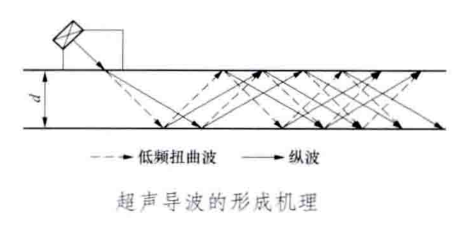
从缺陷反射回超声波探头的超声波能量，不仅与缺陷尺寸有关，而且与缺陷的位置、性质、形状以及方向有关。后者多为需检验的未知数。因此，超声波反射法不能准确地给出缺陷的真实尺寸。超声波检测采用“当量尺寸”这一术语。当缺陷的回波声压与同样探测条件下一个人工缺陷的回波声压相等时，该人工缺陷的尺寸即称为所发现缺陷的当量尺寸。确定当量尺寸采用试块比较法，也可绘制定量曲线备查。常用的定量曲线有“距离-波幅曲线”和“归一化的距离—波幅当量尺寸曲线”（简称 DGS 图）。实践表明，真实缺陷尺寸常为当量尺寸的 1～3 倍，个别情况可能更大。聚集检测和超声波成像技术，可以有效地测量真实的缺陷尺寸，并获得缺陷的真实图像。

应用　除多层多孔材料外，大部分材料均可用超声波检验。超声波检测在电力工业中已成为保障电力设备安全运行的重要检验手段。例如汽轮机汽缸、调速汽阀、主汽阀及管道法兰的高温紧固螺栓，长期运行在高温高应力工况，容易产生裂纹，利用超声波可实现不拆卸检验。汽轮机叶轮轴向键槽承受很大的切向应力和径向应力，长期运行后容易产生裂纹，使用斜探头横波检测法可有效检测该故障。检测采用横波、表面波和纵波可以不拆卸检验多种叶片的根部和工作面裂纹。采用超声波成像技术，可有效检验复杂工件的内部缺陷。此外，超声波检测还广泛用于电厂锅炉锅筒、联箱、管道等焊缝的质量检验，以补充射线检验厚度小、裂纹容易漏检的不足。半自动与自动超声波检测仪能够从汽轮机转子中心孔全面检验转子质量，以及对汽轮机叶轮、发电机护环、铸造三通阀门等部件的超声检测。

chaoshengdaobo jiance

超声导波检测　(ultrasonic guided wave inspection)

超声导波是由于低频扭曲波（torsinal wave）或纵波（longitudinal wave）在空间有限的介质内多次往复反射并进一步产生复杂的叠加干涉以及几何弥散形成的（见图）。对于管道检测，在一般管壁厚度下要产生适当的波型，需要使用比通常超声波检测低得多的频率。导波通常使用的频率 $f<100$kHz，对单个缺陷的检出灵敏度较低，但能传播 20～30m 长距离而衰减很小，因此在一个位置固定脉冲回波阵列可做大范围检测，适合检测在役管道的内外壁腐蚀以及焊缝的危险性缺陷。低频导波长距离超声检测法用于管道在役状态的快速检测，内外壁腐蚀可一次探测到，也能检出管子断面的平面状缺陷。



超声导波的形成机理

超声导波检测技术具有两个特点：①在结构的一处激励超声导波，由于导波本身的特性（沿传播路径衰减很小），可以沿构件传播非常远的距离，最远可达 100m；②由于超声导波在管材（或板材）的内、外（上、下）表面和中部均有质点振动，声场遍及整个壁厚（板厚），所以，利用超声导波可以同时检测构件内部和表面的缺陷。超声导波检测技术相对传统检测技术具有以下优点：①能够在一个探测点同时检测或扫描很长距离的构件，如板、管道系统等；②能够同时检测构件的整个界面，实现很长距离上的 100% 检测；③检测期间探头不需要移动，无需复杂、昂贵的插入/旋转机械装置；④通过速度模式控制和频率选择，可以提高对一些管道缺陷的检测精度；⑤能够检测水下、覆盖物下或绝缘层下的管道而无精确度损失；⑥结构简单，所需费用少。超声导波检测比传统的超声波技术频率更低，传播距离更远，是国际上近年来迅速发展的一门新技术。其与电磁超声检测技术的结合，将使其有非常广阔的应用前景，尤其适用于高速、高温、在线、在役的检测。

chaosheng xiangkongzhen jiance

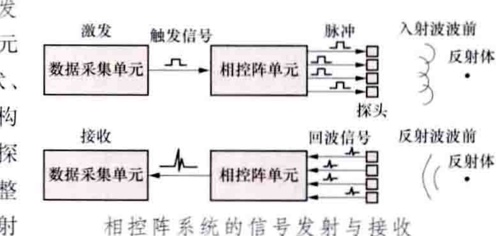
超声相控阵检测　(ultrasonic phased array inspection)

相控阵超声的基本概念来源于相控阵雷达，早期主要应用于医学成像领域，随着压电复合材料技术、微电子技术、探头设计制造工艺和软件技术的发展，相控阵超声技术开始应用在技术要求比较高的电力、航空航天、石化等工业无损检测领域，是应用广泛的无损检测方法之一。

由惠更斯原理可知，在介质中波传到的各点在同一波前或不同波前，都可看作发射子波的波源，在任一时刻这些子波的包迹就是该时刻的波前。相控阵超声探头的设计正是建立在惠更斯原理上，相控阵探头由多个相互独立的压电晶片组成，各压电晶片在空间上按一定方式排列组成一个阵列，每个晶片称为一个阵元。一般是从一块较大的压电材料母片上刻蚀出细小沟槽，形成多个独立的阵元，每个阵元可单独控制收发延迟。相控阵超声探头晶片一般选用压电复合材料制成，其性能明显优于常用的压电陶瓷等材料。常见的相控阵探头阵列形式有线阵、矩阵和环形阵等。

相控阵超声是通过电子系统控制探头阵列中的各个阵元，按照一定的延时规则发射和接收超声波，从而动态控制超声声束，其原理见图。

相控阵发射　多个阵元按一定形状、尺寸排列，构成相控阵探头，分别调整每个阵元发射



相控阵系统的信号发射与接收

信号的波形、幅度和相位延迟，各阵元发射的超声子波束在空间叠加合成，从而形成发射聚焦和声束偏转等效果，得到预先希望的波束入射角度和焦点位置，这个过程被称为相控阵发射。

相控阵接收　探头发射的声波遇到目标后产生回波信号，其达到各阵元的时间存在差异。按照回波到达各阵元的时间差对各阵元接收信号进行延时补偿，然后相加合成，就能将特定方向回波信号叠加增强，而其他方向的回波信号减弱甚至抵消。同时，通过各阵元的相位、幅度控制以及声束形成等方法，形成聚焦、变孔径、变迹等多种相控效果。

相控阵对声束的控制主要有：相控阵角度控制、相控阵聚焦、相控阵动态变迹。在某些情况下无需探头机械运动，即可实现检测，检测效率高，探头放在一个位置就可生成被检查区域的完整图像，可以实现电子扫查、扇形扫查和动态聚焦扫查等，检测结果可以生成A、B、C、D、S扫描图像。便于检测复杂形状的物体，克服了常规超声检测方法的许多局限。

与传统超声波检测技术相比，相控阵超声技术的优点有：①工作效率高。采用电子方法控制声束聚焦和扫描，可以在少移动和不移动探头的情况下进行检测。②便于检测结构复杂部件。相控阵超声声束具有良好的声束可达性，便于检测面受限制的工件，结构复杂的工件。③检测分辨率、信噪比和灵敏度高。检测时可以通过控制焦点尺寸、深度和声束方向来获得需要的声场来进行检测。

相控阵超声检测技术除了可以替代常规超声波检测外，主要应用在厚壁工件、粗晶材料和复杂形状工件的检测中。典型的应用有：①在不拆卸叶片的情况下实现汽轮机枞树型叶根和轮槽的检测；②粗晶奥氏体钢焊缝的检测；③核工业中的大厚壁工件焊缝的100%检测。

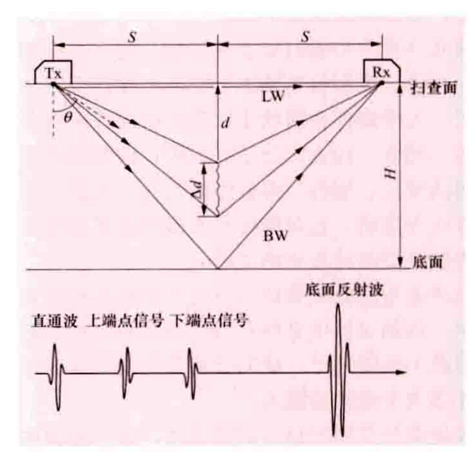
chaosheng yanshe shicha jiance

超声衍射时差检测　(time of flight diffraction, TOFD)　利用超声波衍射原理对缺陷进行定位，精确测量缺陷长度、高度二维尺寸的检测技术，简称TOFD技术。TOFD技术为设备的可用性评估提供试验数据，可部分替代射线检测技术。TOFD技术具有检测灵敏度高，检测精确度不受波幅影响，可检测到常规方法检测不到的缺陷等优点，而且TOFD技术可以精确测量缺陷的尺寸，为断裂力学评估及对缺陷监督提供准确的数据。

TOFD技术以超声波衍射原理对缺陷进行检测。在超声波传播路径中存在缺陷时，不仅产生正常的反射波，而且会在缺陷的边缘和尖端产生衍射波。衍射波在很宽的角度内发散且能量较低。

TOFD检测一般利用一发一收两个探头进行检测，探头间的距离称为探头中心距（PCS：2s）。TOFD通常使用频率为2～10MHz、入射角度为45°、60°和70°的纵波探头。纵波探头产生传播速度较慢的横波，横波也产生衍射波，但其衍射波比纵波产生的衍射波晚到达接收探头。TOFD检测原理见图。

最先到达接收探头的声波称为直通波（LW）。直通波是在被检试件表面下传播的声波。在没有缺陷的试件中，第二个到达接收探头的声波称为底波（BW），底波是从试件另一面反射的声波。当试件中存在缺陷时，缺陷上端衍射波比下端衍射波先到达接收探头，这两个衍射波信号位于直通波和底波之间。因此，TOFD系统不仅能够测量缺陷在壁厚方向的高度，而且能够测量缺陷的深度。



TOFD检测原理

从图中的扫描图可知，直通波和底波具有相反的相位，缺陷上下端的衍射波也同样具有相反的相位。直通波与缺陷上端产生的衍射波的传播时间差与缺陷的位置有关，缺陷上下端产生的衍射波的传播时间差与缺陷的高度有关。因此，关于缺陷高度和缺陷位置的测量，都由超声波传播时间决定，与信号波幅无关。

当扫查架装好探头沿着焊缝或缺陷方向移动，超声波的传播方向和探头运动方向垂直时，检测所得到的TOFD图像为非平行扫描图像；平行时，检测所得到的TOFD图像为平行扫描图像。

在检测过程中，随着探头的移动，TOFD系统将根据移动的距离来接收扫描信号。假如探头每移动1mm接收1个扫描信号，系统对这个扫描信号进行数字化处理，用0～225之间的数字来表示该扫描信号波形各点的波高，并将用数字所表示的灰度形成影像。

TOFD系统对面状、体积型、线状、点状的缺陷，都可以产生特征弧状图像。通过非平行扫描和平行扫描提供的数据可以确定缺陷的位置和长度。

缺陷上下端在试件中的深度差就是缺陷在厚度方向上的高度，在TOFD图像中，通过各个信号之间的相位关系，可以确定缺陷的上下端的位置，从而得到缺陷的高度。测量缺陷的深度和高度时，应将TOFD图像进行线性化处理。

chaosu

超速　(over speed)　发电机突然甩负荷或其他原因，使机组转速飞升达到超速保护动作值。转速超过汽轮机超速保护动作值仍继续飞升的称为严重超速。超速保护定值为额定转速的110%～112%，附加超速保护定值为额定转速的112%～115%。机组超速表明汽轮机调节系统有故障，严重超速可能造成机组损坏。

超速原因　主要有：①发电机甩负荷，汽轮机调节汽阀未能及时关闭或关闭不严，抽汽止回阀卡塞，蒸汽流入汽轮机内会引起机组超速；②在机组具有超速隐患的条件下，若超速保护或主汽阀拒动，任一因素均可造成机组的严重超速；③调节、保安系统设计或调整不当，调节、保安部套卡涩，汽阀严密性差等是造成调节、保安系统工作不正常，引起机组超速或严重超速的主要因素。

防止超速措施 主要有：①认真进行调节、保安系统各项常规试验，机组大修后应进行调节系统静态试验，新机组投产后进行调节系统动态特性试验，运行中应进行汽阀活动试验及抽汽止回阀活动试验，定期检查汽阀的严密性，有危急保安器的机组还需进行危急保安器试验；②合理调整和整定调节、保安系统各项定值；③加强蒸汽品质的监督，防止蒸汽带盐使汽阀阀杆结垢，油中带水使调节、保安部套锈蚀卡涩；④加强检修、运行的维护管理和人员的培训工作；⑤解列发电机时最好采用先手动脱扣，确认发电机电流倒送，再解列发电机，以避免由于汽阀不严或卡涩造成机组超速或严重超速。

chendianchi

沉淀池 (settling tank) 利用重力沉降作用使水中的悬浮物或絮凝物沉降分离的一种设备。原水悬浮物含量很高时，沉淀池可以作为预沉淀设备，使之有利于后续的水处理工艺过程。

沉淀池由混凝土、沥青或者黏土等铺设而成，也可由钢构件组成。池形可根据地形设计布置。为了提高沉淀效率，缩短沉淀时间，减少沉淀池体积，改善出水水质，可在池中加设斜板或斜管，但斜板、斜管内容易生长微生物，维护工作量较大。

为了对沉淀池的运行工况进行严格地监督，必须使用在线化学监测仪表。使用温差测定仪可以防止沉淀池“翻池”；使用加药剂量控制装置可以控制混凝剂的加药量；使用自动排泥装置可以自动保持泥渣层的高度；使用低浊添加剂可以增加活性泥渣的浓度，改善出水水质。

按池内水流方向可分为平流式（卧式）沉淀池、竖流式沉淀池和辐流式沉淀池三种。

平流式沉淀池 也称卧式沉淀池，原水流过一截面较大的通道，使悬浮物在水向前的流动过程中下沉。最常用的是长方形的池子，可分为进水区、沉淀区、出水区和泥渣区四个部分。进水区设有多孔隔墙，以防止冲起池底泥渣。沉淀区的大小应能保证有合适的水平流速和足够的停留时间。底部泥渣区为斜坡结构，以便在运行中定期排除积存的泥渣。出水区在池的上部，有出水堰使清水均匀流出。该池构造简单，沉淀效果好，工作性能稳定，使用较广泛，但占地面积大，除浊效率低。用于废水处理时，若泥渣较多，可加设刮泥机排除泥渣，以提高沉淀池工作效率。

竖流式沉淀池 池体平面为圆形或方形。原水（或废水）由池中心的进水管自上而下流入池中，进水的出口下设伞形挡板。使水在池中均匀分布，然后沿着池的整个断面慢慢上升。悬浮物在重力作用下沉淀到池底锥形泥渣斗中，澄清水从池上部溢流堰中排出。这种池占地面积小，但深度大，池底为锥形。

辐流式沉淀池 池体平面为圆形，直径较大（20～100m），但深度不大，池中心水深不大于4m，周边水深不小于1.5m。原水（或废水）自池中心进水管入池，沿半径方向向池周缓慢流动。悬浮物在流动中沉降，并沿池底坡度进入泥渣斗，澄清水从上部溢流入出水渠送出。泥渣较多时，可采用刮泥机械去除。

chenjiwu

沉积物 (deposit) 锅炉受热面、热力系统管道和汽轮机通流部分内表面附着的水垢、腐蚀产物、积盐和沉渣等的总称。

chengyajian liewen chuli

承压件裂纹处理 (repair about invalidation of pressurized components) 对承压件产生的裂纹进行修复和更新。承压件裂纹是指由于设计、制造、安装、运行的缺陷和超时限运行，引起厚壁的锅筒、联箱、主蒸汽管道及其弯头、三通、阀门和焊口等薄弱环节产生裂纹，是电厂安全运行的重大隐患。应加强对上述部件监督检查，有裂纹时及时处理。

锅筒、联箱裂纹处理 锅筒裂纹一般发生在集中下降管角焊缝，人孔门加强圈，内外壁纵、环焊缝及其热影响区和预埋构件焊缝等部位，联箱的接管座也是易发生裂纹的部位。联箱裂纹一般发生在管座角焊缝及管座孔周围。在处理裂纹前，必须做仔细的检查，包括用无损探伤、复膜金相检验等，查明裂纹的部位、大小、性质和范围，以及原材料的材质，分析确定产生的原因。如果不是蠕变裂纹，且裂纹不深（中压炉小于3mm，高压及超高压炉小于5mm），经强度计算，壁厚在允许范围以内时，则可将裂纹部分打磨掉，磨坑周围圆滑过渡，并对打磨后的壁厚进行测量，用显微镜复查研磨部位是否有未发现的残余裂纹。

如裂纹的深度超过上述数值，则需在铲除裂纹后，进行补焊。蠕变损伤产生的裂纹，大多数情况下还伴有裂纹顶端的晶间细裂纹，这类细裂纹用表面裂纹检验方法不易查出。因此，在打磨后还必须用磁粉或超声波进行探伤或金相检验，必要时用10%～20%硝酸溶液进行浸蚀观察。如确定为蠕变裂纹后应更换，不宜修复。

蒸汽管道及附件的裂纹处理 对这些部件的裂纹处理，与锅筒、联箱裂纹处理基本近似，即打磨或补焊。这些部件的裂纹大多数与焊缝有关，如受到轴向应力而产生横向裂纹，或有热冲击裂纹、局部塑性变形等。在处理这些部件的裂纹时，如裂纹损伤过大，经处理后的壁厚已小于理论计算值以及已超时限运行则经鉴定后，应予更换。此外，一些有时效脆化的管道材料易发生脆性破裂，在处理缺陷时应改进热处理工艺，以提高金属金相组织的稳定性。

ϕ76及以下小管道的裂纹处理 ϕ76及以下小管道裂纹多发生在管接头角焊缝及第一道对接焊缝，消缺方法为打磨、补焊，如为穿透性裂纹，则对发生裂纹的承压部件进行整体更换。同时计算ϕ76及以下小管道的一、二次应力是否超标，如超标则需对相应的支吊架进行改进，并采取冷热态补偿措施。

chengshi erjishui shendu chuli

城市二级水深度处理 (advanced treatment for secondary effluent of municipal sewage) 采用物理、化学或生物的方法，将城市污水处理厂二级排水处理到符合火电厂相应水质要求的技术。深度处理的目的是为火电厂生产提供稳定可靠的再生水，满足电厂安全生产、经济运行的要求，减少电厂对新鲜水的需求，实现可持续发展。2000年，中国

火电厂第1套城市污水深度处理回用系统在北京热电厂投产。

城市二级水的水质具有复杂性和多样性。城市二级水深度处理的工艺选择通常与城市二级排水水质、电厂生产工艺用水的质量要求等因素有关。一般由混凝、澄清、过滤、活性炭吸附、脱氮、除盐等工艺优化组合进行。

城市二级水深度处理后主要作为火电厂生产和生活杂用水的水源。作为生产用水时，其主要用途是作为循环水的补充水，在缺水严重的地区也会用于制取锅炉补给水。

用作循环水的补充水　城市二级水深度处理后用于火电厂的循环冷却水补充水时，经深度处理后的水质必须满足GB 50050《工业循环冷却水处理设计规范》中的规定。常选择的深度处理工艺有石灰-混凝澄清-过滤工艺、曝气生物滤池-石灰-混凝澄清-过滤工艺和膜组合工艺。

（1）石灰-混凝澄清-过滤工艺。该工艺是火电厂应用最多的工艺，适用于污水处理厂二级出水水质好、出水水质稳定的系统。该工艺利用石灰浆液与水中的暂时硬度发生化学反应，将水中溶解性的碳酸盐硬度转化为可沉淀的碳酸钙，从水中分离出来。同时，污水中的悬浮物、胶体等物质在絮凝剂和助凝剂的共同作用下，絮凝聚集成大颗粒的矾花从水中分离出来。该工艺的优点是可同时去除水中的暂时硬度、磷和部分有机物，有成熟的运行经验。缺点是对水中氨氮去除效果差。对于水中暂时硬度不高或经实验证明没有结垢倾向的二级水不宜采用石灰处理工艺，对于经该工艺处理后氨氮和COD指标仍不能满足GB 50050要求的二级水，还需增加生物处理工艺。

（2）曝气生物滤池-石灰-混凝澄清-过滤工艺。对于污水处理厂二级出水水质较差，有机物、氨氮和暂时硬度较高的二级水，通过该工艺处理可以达到较好的水质。在曝气生物滤池内装填有高比表面积的颗粒状填料，以提供微生物膜载体，在填料层的下部鼓风曝气，让空气和污水逆向或同向流动接触，使污水中的有机物与填料表面生物膜通过氧化反应而降解。氨氮则依赖亚硝化菌和硝化菌转化为NO_2^-、NO_3^-，并通过反硝化作用进一步还原为气态氮，填料同时起过滤作用。

（3）膜工艺。膜技术在城市二级水的深度处理方面应用越来越广泛，它逐渐成为城市二级水制取高质量电厂用水的关键技术。根据不同的处理水质和处理目标，可选择不同的膜技术及与其他工艺的集成技术方案以达到最为经济的效果，超滤和反渗透是最常用的深度处理设备。超滤与反渗透组成的双膜工艺（UF＋RO）是制备高品质再生水以回用到电厂生产过程的常规工艺之一。

用作电厂锅炉补给水　由于锅炉补给水水质要求高，宜采用膜法和离子交换法（或EDI）联合处理工艺对二级排水进行深度处理，深度处理后的水质应达到GB/T 12145《火力发电机组及蒸汽动力设备水汽质量》的规定。

（1）超滤＋反渗透＋离子交换（或EDI）。该工艺适用于中水有机物含量较少，经超滤处理后COD含量能满足反渗透入口水质要求的城市二级水深度处理，超滤设备可选择外压式或浸没式，反渗透膜组件宜选用抗污染的卷式膜组件。2000年，中国第1套反渗透＋离子交换（RO＋EDI）水处理系统在济南市南郊热电厂投入运行。2004年12月，中国首套超滤＋反渗透系统在托克托发电厂投入商业运行。

（2）膜生物反应器＋反渗透＋离子交换（或EDI）。当二级排水有机物含量较高，经超滤处理后水中有机物不能满足反渗透入口水质要求时，在反渗透装置前设置膜生物反应器可以达到同时去除水中有机物和颗粒杂质的目的，膜生物反应器能够起到对反渗透良好的保护作用。

用于电厂灰、渣、煤系统　一般情况下城市二级水水质指标已满足使用要求。如果电厂深度处理系统的规模能够满足全厂的用水量需求，电厂灰、渣、煤系统可使用深度处理系统出水。当深度处理系统的水量使用受限时，可以直接使用城市二级水。

用作电厂生活杂用水　当城市二级水水质达到GB/T 18920《城市污水再生利用城市杂用水水质》指标要求时，可不进行深度处理。否则，需通过深度处理达到GB/T 18920规定的水质要求。

参考书目

韩剑宏，于铃红，张克峰．中水回用技术及工程实例．北京：化学工业出版社，2004．

杨宝红，汪德良，王正江，等．火力发电厂废水处理与回用．北京：化学工业出版社，2006．

Chengshi shuangliuti xunhuan

程氏双流体循环　（Cheng's dual fluid cycle）

1974年由美籍华人程大猷提出的一种以空气和水蒸气两种流体为工质的燃气-蒸汽联合循环，又称注蒸汽燃气轮机循环，简称STIG循环。其循环系统如图1所示。它的主体设备与余热锅炉型燃气-蒸汽联合循环相近，但在余热锅炉之后不再装设汽轮机及其循环系统，在余热锅炉中产生的过热蒸汽被送回到燃气轮机的燃烧室中去，与压气机送来的空气一起，被加热到燃气透平的初温t_3，随后，共同进入到燃气透平中去膨胀做功。由燃气透平排出的燃气与水蒸气混合物的热量在余热锅炉中传递给补给水，使其变成过热蒸汽后，再返回到燃气轮机燃烧室中去参与循环。1985年，第1台蒸汽回注程氏双流体循环燃气轮机组投入商业运行。

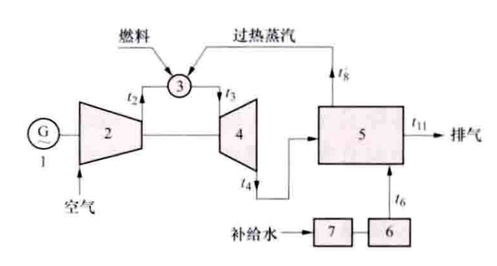


图1　程氏双流体循环系统

1—发电机；2—压气机；3—燃烧室；4—燃气透平；5—余热锅炉；6—除氧器；7—水处理设备

从热力学的角度看，该循环的本质与余热锅炉型燃气-蒸汽联合循环相似，它把燃气轮机的布雷顿循环与汽轮机的朗肯循环并联地结合起来，在同一台透平中加以实现。此外，蒸汽循环中蒸汽的压力比较低，而初温和膨胀背压却很高。

图2给出了该循环的温-熵（T-s）图。它的特点是：①燃气的初温T_3与蒸汽的初温T_9相同；②燃气的排气温度T_4与蒸汽的排汽温度T_{10}相同；③燃气的排气压力p_4与蒸汽的排汽压力p_{10}相同；④燃烧室前蒸汽的压力$p_{8'}$，比燃

烧室的压力 p_2 略大一些；⑤余热锅炉出口处的蒸汽温度 $T_{8'}$ 比透平的排气温度 T_4 略低一些。

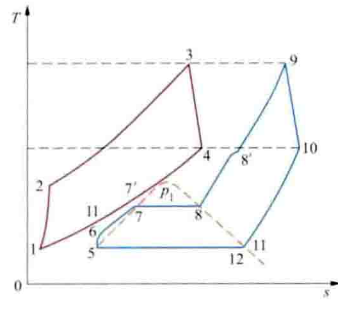


图 2 程氏双流体循环的温-熵（T-s）图

该循环的热效率 η 和比功 w（kJ/kg）是以下五个独立参数的函数，即

$$\eta=f_1(\tau,\varepsilon,\Delta T_P,T_{8'},x)$$

$$w=f_2(\tau,\varepsilon,\Delta T_P,T_{8'},x)$$

式中燃气轮机的温比 $\tau=T_3/T_1$；燃气轮机的压缩比 $\varepsilon=p_2/p_1$；余热锅炉的节点温差 $\Delta T_P=T_{7'}-T_7$；余热锅炉出口的主蒸汽温度 $T_{8'}$；进入透平的蒸汽流量 G_S 与空气流量 G_a 的比值 $x=G_S/G_a$（但 x 值不能取得过大，否则 ΔT_P 将为负值，这是不允许的）。该循环的性能如图 3 所示。由图可知：①τ 是影响循环性能的关键参数，随着 τ 值的提高，η 和 w 都会明显地增大；②τ 值选定后，相应于每一个 x，都有一个获得最大效率的压缩比 ε_η 和一个获得最大比功的压缩比 ε_w，但 $\varepsilon_\eta>\varepsilon_w$；③当 τ 和 ΔT_P 选定后，则存在一个使 η 为最佳值的 x_η，随着 τ 值的增大和 ΔT_P 值的减小，x_η 值是增大的；④当 τ 和 ε 选定后，随着 x 值的增大，η 值将单调地提高，而节点温差 ΔT_P 将相应单调地减小；⑤当 τ 值一定时，x 对比功 w 的影响最大，随着 x 值的增大，w 值将不断地增大，在理论上直到 $\Delta T_P=0$ 时为止；⑥η 将随 $T_{8'}$ 的增高而加大。

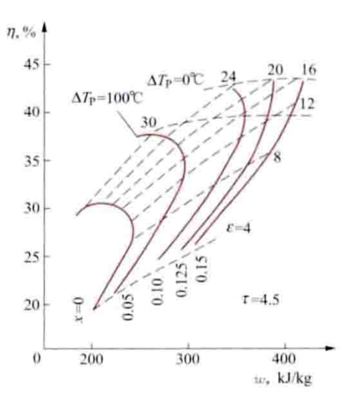


图 3 程氏双流体循环的性能图

与余热锅炉型联合循环相比，程氏双流体循环的性能具有以下特点：①当余热锅炉的 ΔT_P 选定后，程氏双流体循环的效率 η 将比余热锅炉型联合循环的低，这是由于所注的蒸汽在燃气透平中膨胀压比较小的缘故。只有当 τ 和 ε 增大后，两者的差值才能逐渐减小。②当 τ 和 ΔT_P 选定后，随着 ε 的提高，两种循环的效率都会出现最大值，但余热锅炉型联合循环的最佳压缩比 ε 将略低于程氏双流体循环。当然，这两种循环的 ε 都要比简单循环的燃气轮机的低。③当 ΔT_P 选定后，程氏双流体循环的比功必然要比余热锅炉型联合循环的高。④程氏双流体循环的变工况性能比较好。当它用作热电联产的机组时，可以在燃气初温 T_3 基本恒定的条件下，通过调节回注燃烧室蒸汽流量 G_S 的方法，广泛地调整热负荷，使机组的 η 始终很高，而且能有更大的电/热比的变动范围。

该循环的优点是：①设备简单，无需汽轮机及其循环系统；②相对于简单循环的燃气轮机而言，可以提高循环效率，虽然其提高的程度略逊于余热锅炉型的联合循环；③机组的比功大；④变工况特性好。该循环主要缺点是：蒸汽连续地排向大气，难于回收，故需要设置较大容量的水处理设备，以便向余热锅炉连续补充软水。通常，其耗水量要比余热锅炉型联合循环多 38%左右。回注蒸汽用水的消耗量为压气机进气量的 10%～13%，或 0.4～2kg/kW。

chengqingqi (chi)

澄清器（池） (clarifier) 除去原水中的悬浮物和胶体颗粒的水处理设备，可用于锅炉补给水、工业水和循环冷却水补充水的处理。原水澄清的目的：一是促使较大的颗粒迅速沉降；二是使微小的黏土和胶体颗粒能够较快地沉淀下来。在澄清池内同时完成混凝的化学反应、絮凝和沉淀过程。

工业用澄清器将混凝过程产生的细小絮凝物通过活性泥渣层的吸附、过滤和催化反应，聚集成较大颗粒，能提高澄清的效率，减小设备容积，缩短滞留时间（可从平流式沉淀池的 6h 缩短到 1～2h）。

澄清器的型式较多，其结构类型主要有泥渣悬浮式和泥渣再循环式两种。

泥渣悬浮式澄清器 可分为两种：一是运行中保持一层悬浮泥渣层的澄清器；二是运行中利用泥渣层周期性的下沉和上升运动，呈脉冲状态的脉冲澄清器。

悬浮型澄清器 其结构见图 1。待处理水经过空气分离器，通过喷嘴与器壁成切线方向进入澄清器下部的混合区（药液也以切线方向加入和水充分混合），先后通过多孔的水平隔板和垂直隔板，防止水流直接向上流动，并消除水的旋转，并使水和药剂进一步混合后进入反应区。上部过渡区截面由下向上逐渐扩大，水的流速逐渐减低，泥渣逐渐沉降并与水分离。最上是出水区，截面积最大，水的流速最低，清水通过水栅和集水槽均匀地流出。在澄清器中部设有调节泥渣层高度的垂直圆筒形排泥系统，含有泥渣的水进入泥渣浓缩器后，因浓缩器内的上升流速很低，泥渣下沉，其中的清水从浓缩器的顶部排出。当浓缩器内的泥渣过多时，从澄清池的底部排除。此设备可用于石灰处理。

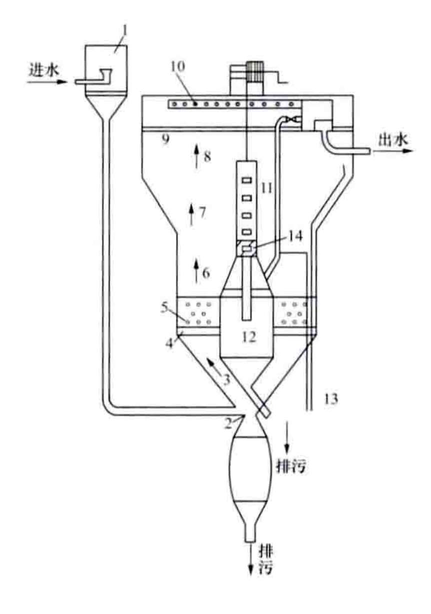


图 1 悬浮型澄清器

1—空气分离器；2—喷嘴；3—混合区；4—水平隔板；5—垂直隔板；6—反应区；7—过滤区；8—出水区；9—水栅；10—集水槽；11—排泥系统；12—泥渣浓缩器；13—采样管；14—可动罩子

脉冲澄清器 以真空脉冲澄清器为例，在钢筋混凝土的池内设有真空室、落水井、配水系统和泥渣浓缩室等，见图

2。混有药剂的原水由进水管引入真空室，由真空泵抽气产生真空，使室内水位上升；当升到预定的高水位（H）时，液位开关自动打开空气阀，真空破坏，于是水经底部配水系统的小孔喷出。喷出的水由挡板间的狭缝中冲出，使泥渣层上升呈悬浮状，并对水中的絮凝物进行吸附、过滤，通过泥渣层的清水，经集水管送出。当真空室水位下降到预定的低水位（L）时，电磁阀自动关闭，真空泵继续抽气，真空室水位又上升，进入下一脉冲周期。其优点为：①设备造价低，维护方便；②设备大部分可用钢筋混凝土制成，避开了金属腐蚀问题；③可因地制宜设计各种形状；④池的深度较小，一般为4.5～5m。

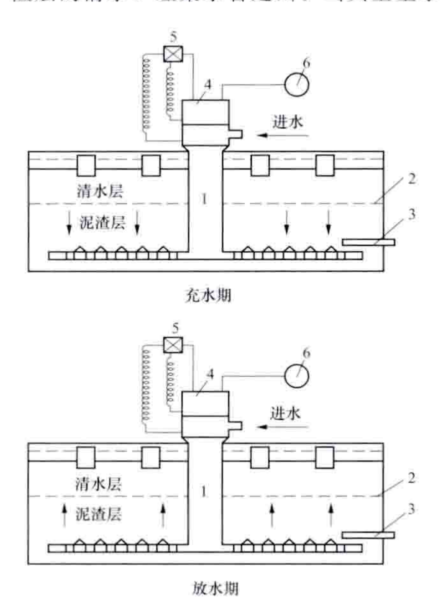


图2　脉冲澄清器

1—落水井；2—集泥室上缘；3—排泥管；4—真空室；5—空气阀开关；6—真空泵

泥渣再循环式澄清池　有一部分泥渣回流到混凝反应区的澄清设备。泥渣回流的目的是为混凝反应提供接触核心，促进脱稳的胶体凝聚长大。按泥渣循环的动力不同，可以分为机械搅拌式澄清池、水力循环式澄清池、泥渣体外循环高效澄清池等。

机械搅拌式澄清池　如图3所示，原水由进水管进入截面为三角形的环形进水槽，均匀地流入澄清池第一反应室（又称混合室），利用搅拌器使进水和大量回流泥渣混合均匀后进入第二反应室，使絮凝体长大，然后流入上部的导流室再到分离室，水与泥渣分离后，清水流入集水槽并送出。药剂可以直接加到进水管中，也可加到配水槽中。分离出来的泥渣大部分回流到第一反应室，再循环利用，部分泥渣进入浓缩室定期由排泥管排出。

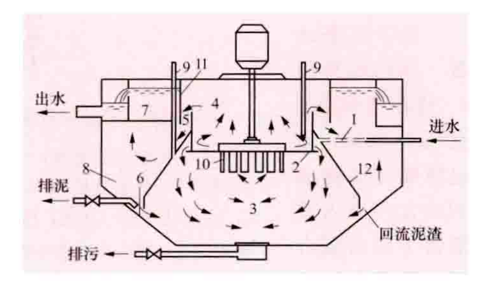


图3　机械搅拌式澄清池

1—进水管；2—环形进水槽；3—第一反应室；4—第二反应室；5—导流室；6—分离室；7—集水槽；8—泥渣浓缩室；9—加药管；10—搅拌叶轮；11—导流板；12—伞形板

水力循环式澄清池　利用进水本身所具有的能量来完成泥渣再循环，见图4。药剂加到进水管道中或泵的吸入侧。进水通过喷嘴高速冲出，进入喉管，使其进口处形成负压，吸入大量回流的泥渣，在喉管中充分混合，进入反应室时就会很快形成良好的絮凝体。在分离室内，水与泥渣分离，清水向上经集水槽流出。由分离室里分离出来的泥渣大部分回流到底部再循环，小部分经泥渣浓缩室排出。其主要优点是设备结构简单，运行管理方便。缺点是在低出力下运行时，泥渣循环量减少，影响出水质量。

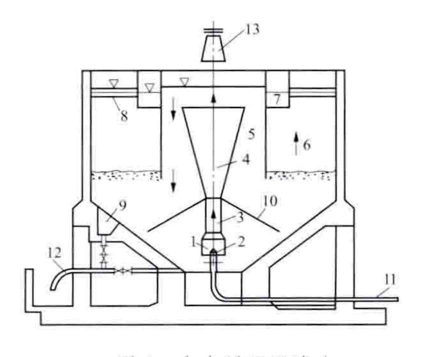


图4　水力循环澄清池

1—混合室；2—喷嘴；3—喉管；4—第一反应室；5—第二反应室；6—分离室；7—环形集水槽；8—穿孔集水管；9—污泥斗；10—伞形罩；11—进水管；12—排泥管；13—调节器

泥渣体外循环高效澄清池　所谓高效，指的是分离速度高，是普通澄清器的2～5倍。高效澄清池由凝聚区、絮凝区、沉淀区、浓缩区、泥渣回流系统和剩余泥渣排放系统组成。原水投加凝聚剂后进入凝聚区，通过搅拌器快速混合，发生凝聚反应，生成小颗粒矾花；而后进入絮凝区，投加石灰乳、助凝剂，在搅拌叶轮作用下与浓缩区回流泥渣接触反应生成大颗粒矾花；出水进入沉淀区，泥水分离，清水由池顶集水槽收集，泥渣在池下部浓缩，浓缩泥渣部分回流至絮凝区，剩余部分送至压滤系统进行脱水处理。

高效澄清池的特点：①泥渣体外循环。返回的泥渣引自分离区底部高度浓缩区，泥渣浓度高，活性好，少量的泥渣即可达到加快混凝反应的目的；②精密设计的反应器，在此可进行良好、高效的混凝反应和絮凝反应，形成的絮体活性高，密实。有利于后面的沉淀分离；③各反应器、分离区单独布置，相互影响小。

高效澄清池为非标准设备，需要根据运行条件进行计算、设计；其关键点包括：①上升流速很高，是普通澄清设备的3～5倍。因为高速运行，所以对形成的絮体特性要求很高，必须形成高度密实的矾花，才能承受高上升流速的冲击。因此，需要精细、准确的计算，这是该工艺成败的关键。②凝聚、絮凝部分的设计要求很高，关键在于水力条件的计算和反应器的设计。例如GT值选择（关系到搅拌机的设计）、反应器流速的设计（关系到反应器的容积、内部装置的设计；过高，矾花易碎；过低，在反应器内沉淀）。③各功能区之间的水流衔接要求很高，必须能保证在相当宽的负荷范围内，水流过渡都很平稳。④絮凝区的pH值精密控制也是取得良好出水水质的关键。

参考书目

周柏青，陈志和．热力发电厂水处理．4版．北京：中国电力出版社，2009.

chinei feiteng huanre

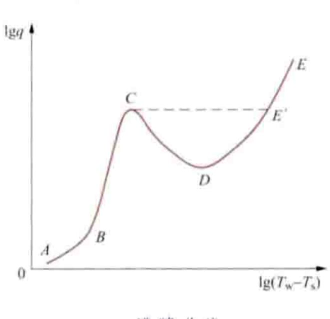
池内沸腾换热

（pool boiling heat transfer）　液体工质在大空间容器内受热并在固液界面上发生汽化的换热过程，又称大容器沸腾换热。由于形成的蒸汽泡尺寸相对于

容器空间很小，且沸腾过程中液体除受自然对流作用外，不存在其他引起液体流动的因素，所以池内沸腾换热主要受热负荷和工质物性所控制。池内沸腾换热包括核态沸腾和膜态沸腾。

机理　沸腾时蒸汽泡是在受热面上形成的。液体通过壁面受热，当其温度达到并超过饱和温度后在壁面细小的凹陷处形成发泡点，由此产生蒸汽泡，接着蒸汽泡长大、脱离或溃灭，这种沸腾称为核态沸腾。随着热流密度增大，壁温增高，发泡点增多，发泡频率加大，沸腾越趋剧烈，直到形成的蒸汽泡在受热面上某些部分连成一片，达到所谓临界状态，对应的热流密度称为临界热流密度。达到临界时，受热面被蒸汽层所覆盖，蒸汽泡则在气液分界面的液侧形成，此时的沸腾称为膜态沸腾。达到临界后，如果继续增加热流密度，且热流密度不受沸腾换热影响时，则受热面上突然形成大面积的蒸汽膜，成为典型的膜态沸腾，壁温大幅度增高；当热负荷受换热机制的影响时，由于蒸汽膜换热能力低而下降，则在受热面上形成断续出现的不连贯的蒸汽膜，壁温逐渐增高，直到在较低的热流密度下汽膜连成一片而达到膜态沸腾，以后则随壁温升高，热流密度又逐渐增大。上述两种形成膜态沸腾的过程，属于两种不同的受热方式。锅炉辐射放热和核裂变释热属于前者，普通对流换热器属于后者。一般换热设备主要是核态沸腾，在钢材淬冷和热处理中会出现膜态沸腾。

沸腾曲线　池内沸腾换热可以用沸腾曲线描述。图中的坐标为热流密度 q 和壁面过热温度 ΔT_s（壁温 T_w 与工质的饱和温度 T_s 之差）的对数。如图所示，当工质在饱和温度以下（过冷）A 点受热时，随 q 增大，ΔT_s 增高，属于单相自然对流换热。达到 B 点后，壁面出现蒸汽泡，开始沸腾，进入核态沸腾，到 C 点达到临界状态。q 再增大，且不受换热影响时，则壁温突然增大到 E' 点（膜态沸腾区），出现壁面金属超温现象。以后随 q 增大壁温向更高发展（E 点）。如果由于蒸汽膜传热弱化而影响热负荷，并使其降低时，则 q 由 C 点下降，出现局部的断续的膜沸腾，直到 D 点形成典型的膜沸腾，此后随 T_w 增大，按膜沸腾规律由 D 经 E' 向 E 发展。CD 段是间断的不连续的蒸汽膜阶段，称为过渡沸腾。



沸腾曲线

池内沸腾换热除受介质物性影响外，还受加热面材料性质的影响。为了提高换热能力和增大临界热负荷，常对换热面进行各种处理，如涂层、表面加工、使用特殊材料、改变工质对壁面的润湿能力等。

由于沸腾换热过程的复杂性，常用基于实验结果回归的关联式计算对流换热系数，对大空间核态沸腾，常用 W. M. 罗森诺（Warren Max Rohsenow，1921—2011）1952 年提出的如下计算公式，即

$$\frac{c_L(T_w-T_s)}{r}=C_{wl}\left\{\frac{q}{\mu_L r}\left[\frac{\sigma}{g(\rho_L-\rho_G)}\right]^{\frac{1}{2}}\right\}^{0.33}\left(\frac{c_L\mu_L}{\lambda_L}\right)^s \quad (1)$$

式中 c_L、μ_L、λ_L、ρ_L 为液体在饱和状态下的比热容、黏度、导热系数和密度；r、σ、ρ_G 分别为汽化潜热、表面张力和蒸汽密度；s 为经验指数，水为 1.0，其他介质为 1.7；$C_{wl}\approx$ 0.003～0.015，取决于加热表面—液体组合情况。

临界热负荷　为保证设备安全，要求实际热流密度小于临界热流密度的 40%～50%。N. 朱伯（N. Zuber）于 1959 年根据亥姆霍兹失稳速度和泰勒失稳波长建立了下述估算池内沸腾的临界热负荷 q_{cr} 的计算公式，即

$$q_{cr}=Ah_{LG}\rho_G^{1/2}[\sigma(\rho_L-\rho_G)g]^{1/4}\left(\frac{\rho_L}{\rho_L+\rho_G}\right)^{\frac{1}{2}} \quad (2)$$

式中系数 A 与受热面布置方式有关。对水平面，$A=0.18$；对垂直面，$A=0.144$。以上公式未考虑受热面的加工状态、介质中是否存在不凝性气体以及污垢的存在与否。经过精细加工和覆有污垢层的受热面 q_{cr} 会提高，而不凝结性气体的存在会使 q_{cr} 降低。因此公式的计算值可能有 20% 的误差，这正是要使设计热负荷要远低于临界热负荷的原因。

膜态沸腾换热系数 α_m 可按布罗姆利（Bromley）公式计算，即

$$\alpha_m=C_2\left[\frac{\lambda_G^3\rho_G(\rho_L-\rho_G)\ h_{LG}}{\mu_G\Delta T_s D}\right]^{\frac{1}{4}} \quad (3)$$

式中 $C_2=0.62$；λ_G 为蒸汽导热系数；D 为管外径（受热面为管外壁时）。对于水平板状换热面有

$$D=\frac{2\sigma}{3}\left[\frac{\sigma}{g\ (\rho_L-\rho_G)}\right]^{\frac{1}{2}} \quad (4)$$

参考书目

杨世铭，陶文铨．传热学．4 版．北京：高等教育出版社，2007.

chongdian zhuangzhi

充电装置

（charging device）　将交流电源转换为直流电源供蓄电池充电用的变流设备。充电装置有硅整流器、晶闸管型整流器和高频开关模块式整流器等。

硅整流器　图 1 为带调压系统的饱和电抗器式硅整流器的原理框图，整机包括主电路和控制电路两大部分，其调压系统属于反馈、比较和放大的闭环系统。

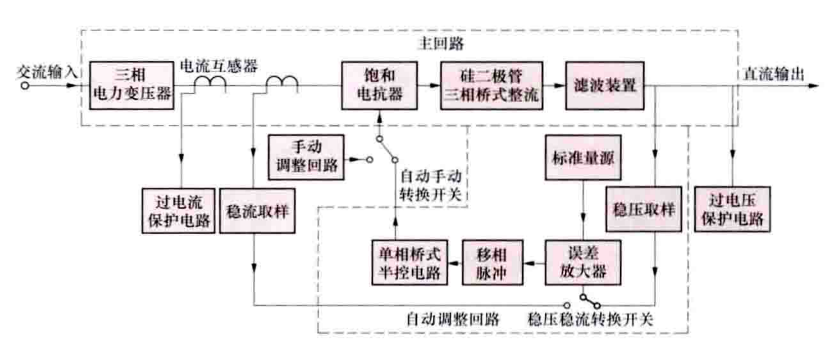


图 1　硅整流器原理框图

主电路　由主变压器、饱和电抗器、三相二极管硅整流桥和滤波器等组成，将三相交流电源变成脉动电压符合要求的直流电源。

饱和电抗器分别绕有相同的两个交流绕组、控制绕组和

位移绕组。交流绕组与整流元件串联，通过整流后的脉动电流，其直流成分产生的磁场将影响铁芯的饱和程度。控制绕组通过直流产生直流控制磁场，其方向与交流绕组磁场方向相同，改变控制磁场的大小，可改变交流绕组的压降，从而改变整流器的输出。位移绕组由固定直流电源供电，其磁场方向与交流绕组的相反，用以调整饱和电抗器的静态工作点，也可部分补偿电源电压变化的影响。饱和电抗器实际上是一个具有内反馈的磁放大器，利用直流磁场的变化，控制交流绕组的压降变化，用较小的直流功率控制较大的交流功率。

控制电路　包括手动调节和自动调整回路，由取样环节、标准量源、误差放大回路、移相脉冲发生器等组成。当电源电压升高或负荷电流减小时，整流器输出电压增高，通过比较放大后控制电路的输出减少，使通过饱和电抗器直流控制绕组电流减少，交流绕组压降增大，整流器输出电压下降，从而起到稳压的作用。当自动稳压或稳流部分故障时，可转换到手动调压，以维持正常运行。

晶闸管整流器　整机包括主电路和控制电路两部分。与硅整流器的主要不同是其整流电路，它是由晶闸管组成的三相桥式整流电路。晶闸管的控制极由移相脉冲发生器中的脉冲变压器输出脉冲触发。当电源电压或负荷变动时，由于触发脉冲相位不同，晶闸管的导通角不同，整流输出的直流电压亦不同，以此来达到自动控制调整的目的。其原理框图如图2所示。

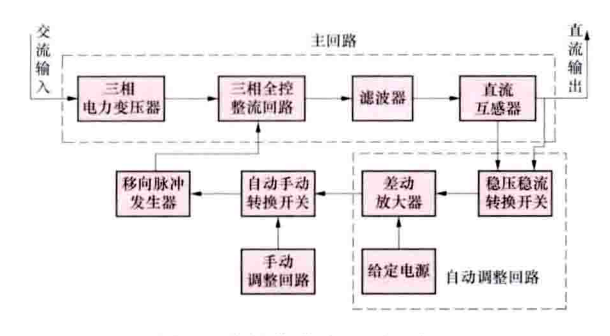


图2　晶闸管整流器原理框图

高频开关模块式整流器　三相交流输入，首先进入尖峰抑制及EMI滤波电路，之后由全桥整流电路将三相交流电整流成直流电，经DC/DC变换电路把所得直流变成稳定的直流电。脉宽调制电路根据电网和负载变化，自动调节高频开关的脉冲宽度，使输出电压在任何允许的情况下都能稳定。监控单元接受上级监控模块发来的指令或手动操作指令，对电源模块进行控制，控制输出、均浮充转换、限流点设置、输出电压调整。监控单元还对输出直流电压、电流进行检测显示。单个开关模块电流从5～40A，可通过模块并联组合满足蓄电池充电所需的电流。高频开关整流设备为智能式，可实现自动稳压、稳流，使蓄电池工作在最佳状态。它的纹波系数小于0.5%，稳流和稳压精度均小于±0.5%，更适合于阀控式密封铅酸电池。其原理框图如图3所示。

20世纪60年代中期，国内发电厂蓄电池组充电设备选用硅整流装置，硅整流器具有工作可靠、维护方便，效率高和低噪声等优点，广泛用于蓄电池组的充电及浮充电设备。20世纪90年代出现了高频开关模块式充电装置，因其具有

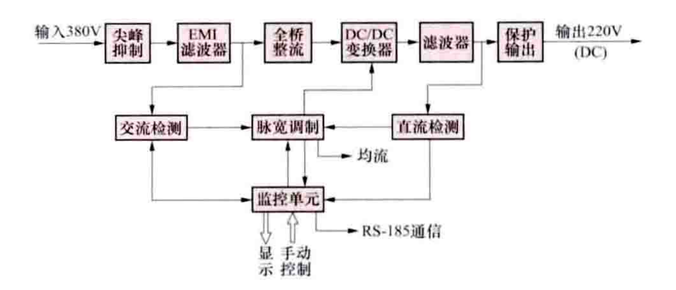


图3　高频开关模块式整流器原理框图

波纹系数小、稳流稳压性好、效率高、体积小等优点，在火力发电厂中应用最为广泛。

chongji renxing

冲击韧性　(impact toughness)　见金属韧性。

chongji xishou nengliang

冲击吸收能量　(impact absorbing energy)　见金属韧性。

choukongqi xitong

抽空气系统　(air extraction system)　抽去凝汽器内不凝结气体以维持凝汽器内真空的设备和管道组成的系统。在机组起动时，建立凝汽器的真空状态；正常运行时，抽吸与凝汽器连接的真空设备、管道、阀门及通过汽轮机轴封漏入的空气，保持机组经济、安全运行。

抽空气系统的抽气设备按工作原理分可为喷射式和机械式两类：喷射式有射汽式抽气器及射水式抽气器；机械式在发电厂内常用的有水环式真空泵和离心式机械泵（见抽气设备）。发电厂早期通常采用射汽抽气器或射水抽气器，系统比较复杂。水环式真空泵具有结构简单、工作可靠、耗能少、噪声小等特点，已逐步取代了喷射式抽气器。真空泵的工作水来自冷却水，其水温对真空泵的出力有较大影响。

抽空气系统的出力通常以抽吸干空气量衡量，需在既定时间内达到汽轮机冲转的凝汽器真空水平。直接空冷系统的空冷凝汽器真空容积远大于湿冷系统，抽气设备的出力按达到机组冲转的凝汽器真空水平的时间长于湿冷机组，一般不超过30min。

抽空气系统通常以机组为单元配置，对大中型机组，每台机组一般配备2～3台并联的抽气设备，其中1～2台正常运行，1台备用，起动时2～3台同时运行。大型机组的双背压凝汽器抽空气管道连接有两种型式：2台凝汽器分别引出空气管各自接至抽气设备，为并联系统；2台凝汽器的抽空气管道先后串接成1根管道接入公用的抽气设备，为串联系统。对并联式的双背压凝汽器抽气系统，可各配置2台抽气设备，也可2台凝汽器仅设置3台设备，其中1台做公共备用。

当采用直流冷却水系统时，还需设置1台凝汽器水室抽真空泵，以抽出水室中的空气，建立和维持循环水虹吸的要求。

chouqi shebei

抽气设备　(air extraction equipment)　将凝汽器中的空气和不凝结气体不断地抽出并排入大气以保持凝汽

器真空的装置。抽气设备是汽轮机凝汽设备的重要组成部分，它的工作直接影响凝汽器的真空和汽轮机的热经济性。抽气设备主要类型有射汽式、射水式和机械式数种。早期使用的抽气设备为射汽抽气器。射汽式抽汽设备的工作须有稳定可靠的低压汽源，机组滑参数起停及负荷大幅度变化时，汽源可能受到影响；在高参数大容量汽轮机中，射汽式逐渐被射水式和机械式所替代。常见的机械式抽气设备有水环式真空泵和离心式机械泵。

射汽抽气器　原理示意见图1，主要由喷嘴、混合室及扩压管组成。蒸汽在喷嘴中从工作压力膨胀到混合室压力，以极高的速度从喷嘴喷出，在与凝汽器相通的混合室中形成很高的真空，抽吸来自凝汽器的气汽混合物，并共同进入扩压管，速度不断降低，压力逐渐升高，在扩压管出口处，混合气流以稍高于大气的压力排入大气。

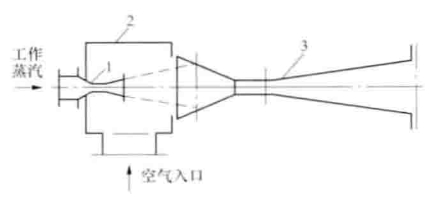


图1　射汽抽气器示意图

1—工作喷嘴；2—混合室；3—扩压管

采用射汽抽气器时往往同时设置起动抽气器和主抽气器。起动抽气器主要用于汽轮机起动前，抽出汽轮机汽缸内和凝汽器内的大量空气，建立必要的真空。它的特点是工作时间短，抽气量大，真空较低（约25kPa），结构简单，不带冷却器，热经济性差。主抽气器（见图2）主要用于汽轮机正常运行时，抽出凝汽器内空气，以保持凝汽器内的真空。它和起动抽气器的主要区别是采用中间冷却、多级压缩。一般为两级，大型机组可为三级压缩。由凝结水泵出口的主凝结水作为冷却器的冷却水，回收工作蒸汽的热量和凝结水，热经济性较高。

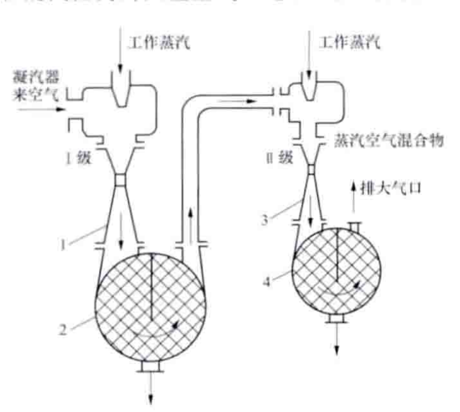


图2　两级主抽气器工作原理示意图

1—第一级抽气器；2—第一级冷却器；3—第二级抽气器；4—第二级冷却器

射水抽气器　工作原理与射汽抽气器相同，主要由进水室、喷嘴、混合室、扩压器和自动止回阀等组成，图3为射水抽气器剖面图。按工作水的来源，系统有两种连接方法：①用循环水作为工作介质的开放供水系统；②设有专用工作水箱的闭式循环系统。后者由于气汽混合物中的蒸汽凝结，空气被冷却以及混合时动能损失转变为热，使水温升高，必须采取措施保证工作介质得到应有的冷却。

水环式真空泵　如图4所示，在泵壳中设有偏心叶轮，泵壳内充以一定量的压力水，但不满。当叶轮旋转时，由于离心力的作用，水在泵壳内壁形成水环，同时在各叶片间形成由水环密封的空气小室，这些小室的容积随叶轮旋转一周变化一次。这种容积的变化形成空气的膨胀、压缩过程，可将空气抽出。抽出的空气混有水分，水量要随时补充。在系统中还要设置气水分离箱和工作水冷却器。水环式真空泵具有结构简单、工作可靠、耗能少、噪声低等优点，不仅可缩短起动时间，维持汽轮机的正常运行，还能满足机组滑参数起停和滑压变工况运行的要求。

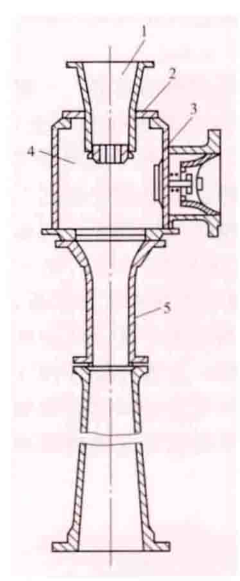


图3　射水抽气器剖面图

1—水室；2—喷嘴；3—止回阀；4—吸入室；5—扩散管

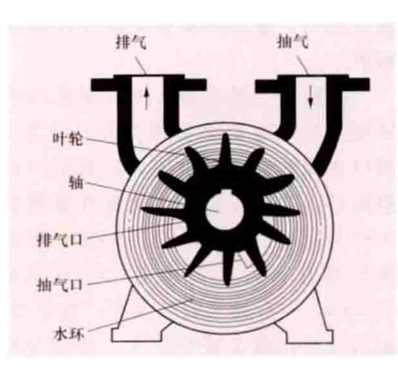


图4　水环式真空泵示意图

水环式真空泵设计、运行中需注意的主要问题是真空泵工作液温度的设定及控制，因其对泵性能影响很大。

离心式真空泵　如图5所示，工作水流从吸入室经喷嘴进入旋转的工作轮，被工作轮上的叶片隔碎为无数小水柱，空气被高速小水柱夹带进入扩压管，经扩压管扩压后把气、汽混合物压缩到高于大气压力，然后排入工作水箱，经水、气分离后，气体排出，工作水循环使用。需定期补入冷水，以防工作水流失和水温升高。

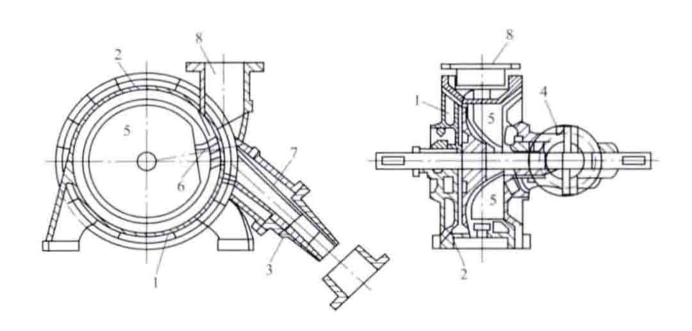


图5　离心式真空泵结构

1—工作轮；2—外壳；3—扩散管；4—工作水进水管；5—吸入室；6—喷嘴；7—集水锥筒；8—空气进口管

chouqi tiaojie

抽汽调节　(extracting steam governing)　保持热电联产汽轮机抽汽压力恒定的措施。对于热电联产汽轮机，当热负荷变化时，要求抽汽的压力保持在一定的范围内，同时还要满足电负荷的需要，而且各自的变化要相互不影响。因而必须设置抽汽调节系统对抽汽压力和负荷进行调节。系统结构是在汽轮机液压型、机械型和电液型调节系统（见汽轮机调节系统）结构的基础上，增设调压器和抽汽调节

执行机构。系统类型有单抽汽式和双抽式汽轮机调节系统两种。

调压器 感受抽汽压力变化并予以调整的装置。一般原理是当汽压变化使弹性元件变形产生位移或油压变化，用以改变和控制抽汽调节汽阀的开度。图1为薄膜钢带式调压器，抽汽压力变化使弹性薄膜变形，压迫钢带使之产生更大变形。从而改变了钢带与油喷嘴之间的间隙，引起油压变化。这种调压器工作压力范围较宽，为0.07～30MPa，并有较大的放大比。图2为波形管蝶阀式调压器，抽汽压力作用在波形管上，其力与弹簧力相平衡，通过杠杆和弹簧系统改变脉冲油室的蝶阀间隙，从而使脉冲油压变化。还有弹簧滑阀式调压器，抽汽压力直接作用在滑阀下部，弹簧作用在滑阀上部，利用力平衡的原理控制脉冲油压。

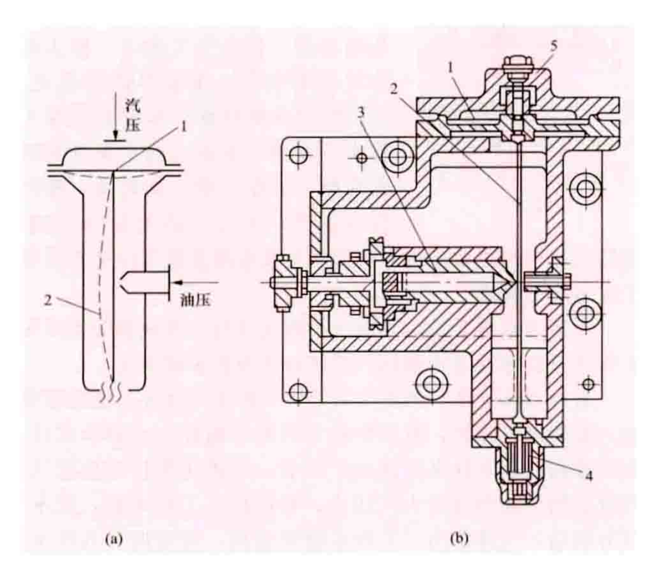


图1 薄膜钢带式调压器

(a) 示意图；(b) 剖面图

1—薄膜；2—钢带；3—油喷嘴；4—预紧螺丝；5—蒸汽入口

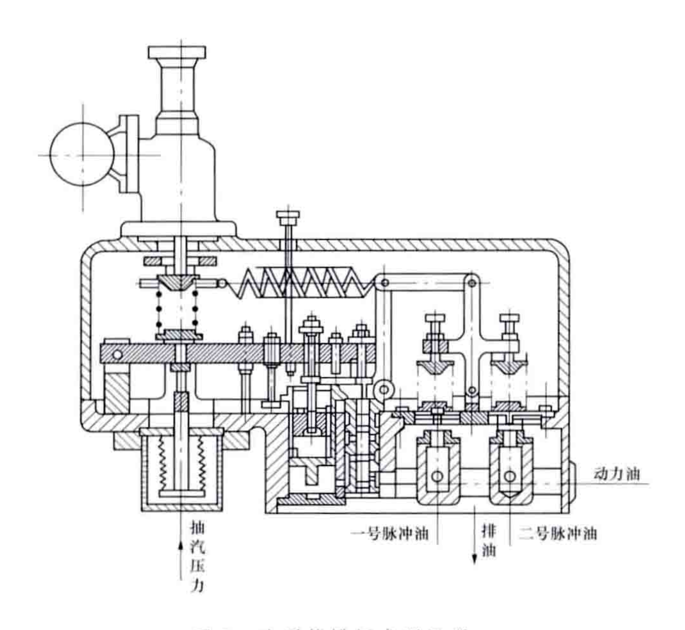


图2 波形管蝶阀式调压器

抽汽调节执行机构 一般用油动机驱动调节汽阀或旋转隔板来调节抽汽压力。调节汽阀的调节方式，多用于大容量、多缸热电联产汽轮机。旋转隔板的调节方式，多用于中小功率、单缸热电联产汽轮机。

工作原理 供热式汽轮机调节系统一般采用牵连调节，即调速器和调压器同时控制调节汽阀和抽汽调节汽阀。静态特性应满足自治条件，即当电功率变化时应保持抽汽量（供热负荷）不变，当抽汽量变化时，应保持电功率不变，静态自治条件依靠杠杆、油口、油压作用力等传动机构特性实现。动态自治条件为各油动机时间常数相等。另外也有采用无牵连调节的调节系统。抽汽式汽轮机作为前置机时，其压力调节系统也可采用无差调节。

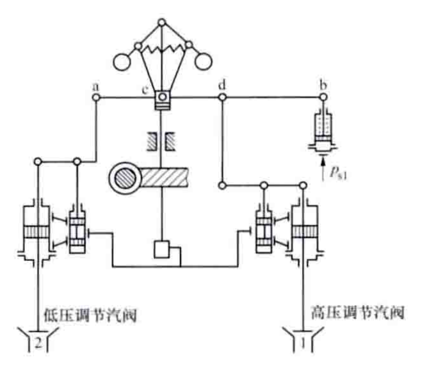


图3 单抽汽式汽轮机调节系统原理图

图3为单抽汽式汽轮机调节系统原理图。当外界电功率增加时机组转速降低，调压器支点b不动，调速器支点c下移，带动支点a、d同时下移，开启高压调节汽阀和低压抽汽调节汽阀，增加进入汽轮机的蒸汽流量提高电功率，蒸汽流量的增加，会使抽汽压力提高，但由于低压抽汽调节汽阀的开启，使进入汽轮机抽汽点后的蒸汽流量随之增加，因而使抽汽压力和抽汽流量（供热负荷）保持不变。当外界热负荷增加时，抽汽压力降低，调速器支点c不动，调压器支点h下移，带动支点d下移，支点a上移，开大高压调节汽阀，增加进入汽轮机蒸汽流量，同时关小低压抽汽调节汽阀，减少进入汽轮机抽汽点后的蒸汽流量，从而提高了抽汽压力增加了抽汽流量，电功率保持不变。

图4为双抽汽式汽轮机调节系统原理图。图5为静态自治关系特性图。

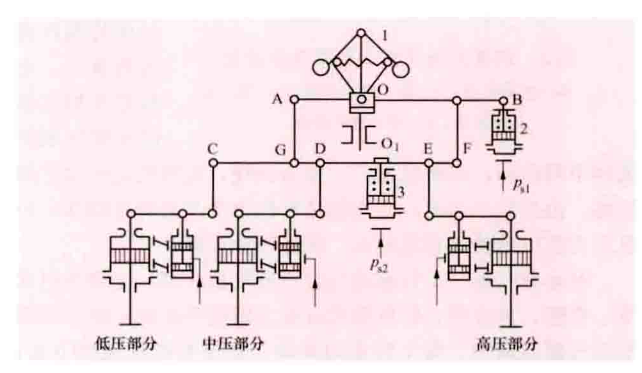


图4 双抽汽式汽轮机调节系统原理图

性能要求 抽汽式汽轮机调节系统的动态和静态特性，除应满足凝汽式汽轮机调节系统特性要求（见调节特性）外，压力不等率δ_p是抽汽压力调节系统静态特性的主要指标。最大抽汽流量变化对应的抽汽压力变化Δp，用额定抽汽流量下的抽汽压力p_0的百分率表示，即压力不等率$\delta_p=$

$(\Delta p/p_0)\times 100\%$。当用户无特殊要求时，一般不大于10%～20%。当抽汽量（热负荷）在最大范围内变化时，电功率的变化一般不应大于20%额定功率。

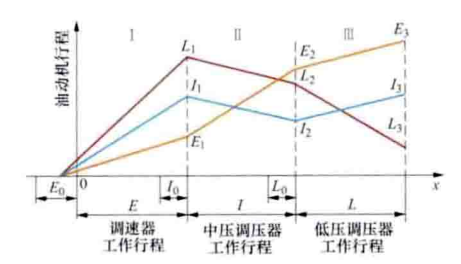


图5 双抽汽式汽轮机调节系统静态自治关系

E_0—调速器空负荷行程；I_0—中压调压器空负荷行程；L_0—低压调压器空负荷行程

chouqi xitong

抽汽系统 (extraction steam system) 从汽轮机抽汽口到加热器或除氧器的蒸汽管道系统。由抽汽系统与加热器组成回热加热系统，用汽轮机的抽汽加热凝结水和给水，以提高循环热效率。还需向机组起动或辅助蒸汽系统运行提供相应参数的汽源。抽汽系统的设计应注意控制管道压力损失和防汽轮机进水。

控制管道压力损失 抽汽管道的压力损失影响回热循环热效率，通常将压力损失上限控制在汽轮机抽汽压力的3%～5%范围内。

防汽轮机进水 汽轮机的抽汽管道直接与各加热器连通，当汽轮机跳闸时，加热器和除氧器内的凝结水因突然失压而发生闪蒸现象，闪蒸的蒸汽倒回汽轮机，将造成汽轮机超速。为保护汽轮机，在抽汽管道上应装设快速关闭的液动或气动止回阀，与汽轮机主汽阀关闭联动。

加热器或除氧器也会因各种原因产生满水，造成汽轮机进水的重大事故，故抽汽管道上还需装设电动隔离阀，并与加热器或除氧器高水位信号联动，以防止凝结水或给水通过抽汽管道倒流进入汽轮机。

安装在凝汽器喉部的低压加热器，其抽汽管道布置在低压缸排汽管内部，不便装设止回阀和隔离阀，可在加热器的抽汽管道接口处装设防闪蒸挡板。

当运行工况变化时，抽汽管道内任何部位的积水也有可能进入汽轮机而酿成事故，所以抽汽管道需装设可靠的疏水系统。按照抽汽管道和阀门的布置，在可能积水的部位设置疏水点。疏水可直接或通过疏水扩容器排至凝汽器。

chuchenqi anzhuang

除尘器安装 (precipitator erection) 除尘器安装是将除尘器各部件在现场安装成整体，使它在额定参数下安全、稳定运行，各项技术指标达到要求。现代电厂普遍采用静电除尘器和袋式除尘器，其安装的主要内容包括除尘器构架的组合、吊装、找正，阴、阳极系统及其振打装置安装，进出口烟道安装，滤袋及其骨架安装，灰斗安装，墙板安装。

静电除尘器安装 包括钢架、墙板、进出口烟罩及气流分布板、集灰斗、内外顶盖等结构件的安装，以及阴、阳极系统及其振打装置等的安装。钢架、烟道、墙板等结构件可按常规工艺施工（见锅炉安装）；阴、阳极系统及其振打装置等内件的组合安装是静电除尘器的要点。

阴极系统安装 包括大框架、小框架、阴极线、吊挂装置的安装。阴极系统分为笼式结构和单元式结构。笼式结构安装，大框架在地面组合时应保证间距和对角线正确，抬吊时防止竖梁变形，小框架逐层安装，与大框架组合时保证每层的对角线误差符合设计要求，并与阳极悬挂装置中心线配合良好；单元式结构安装，小框架应按片在地面与阴极线组合调整后再整体吊装到位。阴极线常用螺旋线和芒刺线。螺旋线需用专用拉伸工具施工，禁止拉伸过长；芒刺线与框架用带有腰形孔的螺栓连接，应控制螺栓扭矩以保证芒刺线松紧适度。除尘器内部所有螺栓紧固后应做止退焊接处理。

阳极系统安装 包括悬挂装置、阳极板等的安装。悬挂装置安装时要注意不同电场之间烟气通道中心线的控制。阳极板吊装前应用专用组合起吊架在地面进行检查、组合和调整，根据框架结构不同，分排或分列进行吊装，每吊数量为10～20块，极板起吊时通过控制起钩角度、速度和专用翻转起吊架预防起吊变形。阳极板吊装到位组合成排并初调完成后，用特制量具从上到下分6～8点对极距进行100%复测和调整。

振打装置安装 有振打装置侧面振打和顶部振打两种。侧面振打由传动装置、振打轴组件、尘中轴承组成，安装前应检查轴承滚轮硬度，安装时控制好轴系同轴度，振打锤连接可靠，方向正确。顶部振打由电磁振打器和振打棒组成，安装时应控制好振打棒的垂直度。

袋式除尘器安装 包括袋前导流装置、滤袋、笼骨、气路系统、净气室、烟道及风门等的安装，其中净气室花板、滤袋、笼骨、喷吹管的施工工艺要求较高。花板的安装应控制好平面度、气密性和孔间距；滤袋安装时要保证清洁度，袋口要与花板平面紧贴；笼骨安装应轻拿轻放，过程中注意对设备焊接情况、变形情况的检查处理，头盖与花板接触应良好，笼骨和滤袋与花板保持垂直；喷吹管安装时控制好喷嘴中心与滤袋中心的偏差。

chuchenqi xingneng shiyan

除尘器性能试验 (performance test of precipitator) 对除尘器除尘效率、烟尘排放浓度、漏风率、阻力和电耗等指标进行的测试。不同类型的除尘器有各自的工作性能，如静电除尘器可选择做电晕伏安特性、气流分布均匀性、振打清灰特性等性能试验；袋式除尘器可选择做风量分配均匀性、清灰特性、滤袋过滤风速等性能试验；电袋复合除尘器可选择做过滤风速、清灰特性、气流分布等性能试验。

除尘器性能试验的目的是研究除尘机理；掌握设备性能，制定最佳运行方式；调查设备现状，摸清设备缺陷，确定改进措施等。试验的规模有模型试验、半工业性试验和工业性试验三类。

除尘效率测试 除尘效率又称收尘效率、捕集效率或分离效率，表示除尘器捕集的烟尘量占进入除尘器总烟尘量的百分数。火电厂的除尘效率一般以烟尘质量或单位烟气体积内的烟尘质量（即烟尘浓度）为计算基准。它的计算式分别为 $\eta=\left(\dfrac{G_{in}-G_{out}}{G_{in}}\right)\times 100\%$ 或 $\eta=\left(1-\dfrac{C_{out}Q_{out}}{C_{in}Q_{in}}\right)\times 100\%$，

式中 G_{in}、G_{out} 为除尘器进、出口烟尘质量；C_{in}、C_{out} 为除尘器进、出口的烟尘浓度；Q_{in}、Q_{out} 为除尘器进、出口的标干烟气流量。

一般来说，在烟尘密度一定的条件下，烟尘越粗，除尘效率越高。因此，仅用总除尘效率来评价和比较除尘器的捕尘性能就显得不够，还应标出不同粒径烟尘的除尘效率，即分级除尘效率 η_d，$\eta_d=\left[1-\frac{f_{out}(d)G_{out}}{f_{in}(d)G_{in}}\right]\times100\%$，式中 $f_{in}(d)$、$f_{out}(d)$ 分别表示粒径为 $d\pm\frac{\Delta d}{2}$ 的烟尘在除尘器进、出口烟尘质量中的百分比，其中 Δd 为粒径级差。

分级除尘效率与总除尘效率的关系为

$$\eta_d=\eta\frac{f_{out}(d)}{f_{in}(d)}+\left[\frac{f_{in}(d)-f_{out}(d)}{f_{in}(d)}\right]\times100\%$$

如果除尘器由多级串联组成，各级除尘效率分别为 η_1、η_2、…、η_n，则总除尘效率为

$$\sum\eta=\eta_1+(1-\eta_1)\eta_2+\cdots+(1-\eta_1)(1-\eta_2)\cdots(1-\eta_{n-1})\eta_n$$

除尘效率的测试，关键在于从烟气中采集具有代表性的烟尘样品。为此，采样时必须遵循以下原则：①自动跟踪烟气流速等速采样，即采样过程中应保持采样嘴抽吸速度与采样嘴所在位置的气流速度一致；②采样嘴方向应与烟道中气流方向一致；③采样嘴的大小要适中，要保证气流中原有较粗的颗粒不因采样嘴太小而被排斥在外，而且采集样品量不能太少；④尽量减小采样管插入烟道中对气流的影响。

火电厂烟道断面大、平直管段短，采样断面的速度场、浓度场变化比较大，采用压力平衡跟踪采样法，能有效提高采样精度。即采样时同时测出采样点的烟气静压和动压，计算出烟气流速、等速跟踪流量，通过控制系统使实际流量与计算的采样流量相等而达到等速采样。

烟尘排放浓度测试　除尘器出口烟气的单位标态体积中所含固体颗粒物的质量。由于烟尘在烟道中的不均匀性，所以应采集具有代表性的烟尘样品，采样遵循的原则与除尘效率的测试相同。

除尘器漏风率测试　除尘器进、出口烟气流量之差［即漏风量 ΔQ，m^3/h（标准状态）］与进口烟气流量之比的百分数称为漏风率（$\Delta\alpha$）。常用测定方法有：同步测出除尘器进、出口烟气流量，并换算成标准状态后按 $\Delta\alpha=\frac{Q_{din}-Q_{dout}}{Q_{din}}\times100\%$ 计算；也可采用氧平衡法，即测试除尘器进、出口烟气中含氧量，并按 $\Delta\alpha=\frac{O_{2out}-O_{2in}}{K-O_{2out}}\times100\%$ 计算，K 为大气中含氧量，根据海拔高度查表得到。

除尘器阻力测试　烟气通过除尘器所损失的能量。分别测得除尘器进、出口的烟气总能量后，两者相减即为除尘器阻力。为此，需同时准确测定进、出口烟气的静压（p_{sin}、p_{sout}）、平均流速或动压（p_{din}、p_{dout}）、烟气温度并计算密度（ρ_{gin}、ρ_{gout}）、大气密度（ρ_a）并查明测点标高（H_{in}、H_{out}），用下列公式计算，即

$$\Delta p=(p_{din}-p_{dout})+(p_{sin}-p_{sout})-\rho_a(H_{in}-H_{out})g+(H_{in}\rho_{gin}-H_{out}\rho_{gout})g$$

式中 g 为重力加速度，m/s^2。

电耗测试　除尘器各种设备消耗的各种电能之和。采用便携式电能分析仪或在线电能计量表测定。

chuhui chuzha xitong kongzhi

除灰除渣系统控制　(control for ash and slag handling system)　火电厂较多采用气力除灰方式，气力除灰系统控制和除渣系统控制是除灰除渣系统控制的主要内容。控制设备采用可编程逻辑控制器或分散控制系统。

除灰除渣系统控制经历了以在车间就地运行值班，到在集中控制室内通过辅助车间集中控制网络操作员站实现除灰渣系统的监视与控制的发展过程。21 世纪初，大多数火力发电厂的除渣系统已纳入机组控制系统进行监视与控制。

气力除灰系统控制　对工艺系统（主要包括仓泵、灰斗气化风机、输送空气压缩机、管道和阀门等）实施控制并将飞灰输送至灰库。锅炉排出的灰经电除尘器除尘后，进入除尘器灰斗。飞灰输送是一个循环过程，各个灰斗收集的干灰落入灰斗下的仓泵内，当仓泵内的灰积满后，开始输送飞灰，通过压缩空气将干灰输送到灰库，直到仓泵内的灰排空，完成一个循环。灰斗排灰的过程就是完成若干个循环的过程。仓泵排灰的控制原理有两种，一种是按时间排灰，另一种是根据除尘器灰斗灰位高度进行排灰。排灰过程是控制进料阀开，将除尘器内的干灰送入到仓泵中，并通过控制仓泵上进料阀、出料阀、排气阀三个阀门，使灰在重力的作用下落入仓泵。当仓泵的料位到高限时，关闭进料阀和排气阀，同时开启出料阀和输送空气管道上的阀门，将灰输送至灰库。如此循环进行一个电场的除灰，每次只能有一个电场的灰通过输灰管道输送，所以各个电场的仓泵交替运行进行灰的处理和输送，如此循环完成除灰过程。

除渣系统控制　对风冷机械除渣系统的炉底排渣装置、钢带、清扫电动机、斗式提升机、碎渣机等，以及水冷机械除渣系统的捞渣机、溢流水泵、浓缩机、排污泵、除渣水泵、渣仓等进行控制，达到将锅炉排渣送出的目的。当采用水力除渣时，需对排渣、碎渣、排渣泵等设备进行控制和监视。为了有效地监视除渣系统的正常运行，通常在渣仓上设有料位监视仪表，监视溢流水池等的水位。设置视频监视系统（见工业电视）监视点也可作为监视手段。

在除尘器灰斗及仓泵上装有灰位测量开关，当灰位高或低时在控制室的操作员站上发出报警信号，提醒运行人员注意。仓泵除灰的原理分为料位控制和时间控制两种。料位控制（见料位检测）在仓泵上的高料位开关动作时开始排灰，低料位开关动作时停止除灰。而时间控制是按照预先设定的时间周而复始地进行排灰。每个电场的输送空气设有压力检测变送器，通常一、二电场每个灰斗设有高料位检测开关，由于三～五电场存储的灰量较少，一般不装设灰斗高料位检测仪表。气力除灰排出的灰是输送至干灰库临时储存的，灰库一般为 2 个及以上。为了保证排到灰库的灰不溢出，通常在灰库上装有连续测量料位计，用以监视灰库的灰位，同时还在灰库上装有灰位测量开关，当灰库料位高时关闭灰库入口灰阀，打开另一灰库的入口阀，将灰排至另一灰库。

chuhui xitong

除灰系统　(ash handling system)　收集、输送锅炉尾部烟道及除尘器下飞灰的设施，分为机械除灰系统、水

力除灰系统和气力除灰系统三大类。

机械除灰系统 利用机械设备收集、输送锅炉尾部烟道及除尘器下飞灰的设施，由给料装置和输送设备等组成。

系统设计出力不小于锅炉最大连续出力燃用设计煤种排灰量的200%，且不小于燃用校核煤种排灰量的150%。一般由几种不同的机械设备组合输送。如采用螺旋输送机或埋刮板输送机收集、输送飞灰，转接斗式提升机输送到灰库，再用汽车转运出厂。纯粹的机械除灰系统一般在灰量较少的机组中采用，对于大中型发电厂，机械除灰设备仅在厂内飞灰的收集和厂外的转运环节中选用。

给料装置 将锅炉省煤器、空气预热器或除尘器灰斗内的飞灰均匀给料进入输送机械的设备。要求装置具有锁气功能，通常采用电动锁气器，防止空气大量漏入锅炉和除尘器。

输送设备 主要有螺旋输送机、埋刮板输送机、垂直斗式提升机等。

(1) 螺旋输送机。利用封闭机壳内旋转的螺旋叶片、飞灰自身重量和机壳对飞灰的摩擦阻力进行物料输送的机械。通常用于飞灰温度低于200℃，倾斜角度小于20°条件下的短距离输送，如运送飞灰至中间存储设施。具有结构简单、尺寸小、密封性能好、多点进料、操作简单、价格低廉等特点，但机壳和中间支持轴承容易磨损，维护工作量较大。

(2) 埋刮板输送机。利用封闭机壳内掩埋在输送物料中移动的刮板和链条、灰（渣）自身重量，以及机壳对灰（渣）的摩擦阻力进行输送的机械。有水平、垂直和Z形三种布置型式，可将几台输送机串联使用。常用于运送干态灰（渣）至中间存储设施。埋刮板输送机的结构简单、体积小、质量轻、密封性好，能多点装料和卸料，可以水平、倾斜和垂直输送，布置灵活；但弯道处的机壳磨损较为严重，带动刮板的链条也易磨损，维护工作量较大。

(3) 垂直斗式提升机。灰（渣）靠重力流入均匀固接于无端牵引构件上的一系列料斗内，经运动提升到顶端，利用灰（渣）自身重量作用自行卸料的连续输送机械。常用于提升干态灰（渣）至中间存储设施。垂直斗式提升机尤其适用于提升磨损性较大的物料，密封性好，环境污染少；用于灰（渣）系统时需采用低速运行。

水力除灰系统 以水为输送动力和介质，将省煤器、空气预热器、除尘器等灰斗中的飞灰输送并排放的设施。系统主要由制浆设备、灰浆泵和输灰管道组成。水源一般取自电厂的工业废水、灰场回收水。利用冲洗水泵升压，水泵扬程一般为0.8～1.2MPa；流量按冲灰需要的耗水量确定，系统的耗水量大小与排灰点数量相关。

以浆体的重量浓度分界可分为：①低浓度输送系统。浆体的质量浓度小于15%，适用于设有近距离水灰场的小容量火力发电厂。用冲洗水将除尘器、省煤器和空气预热器灰斗排出的灰经箱式冲灰器冲入灰沟后自流至灰场，充分利用了电厂与灰场间的高差势能和冲洗水的动能，耗水量最大。②中等浓度输送系统。浆体的重量浓度介于15%～25%，适用于有较近距离水灰场的中等容量火电厂。用冲洗水将除尘器、省煤器和空气预热器灰斗排出的灰经箱式冲灰器冲入灰沟后自流集中到灰浆池，或将飞灰采用机械或气力方式收集、输送至中转存储设施，再经大出力制浆设备制成中等浓度灰浆，由离心式灰浆泵通过管道送至灰场，耗水量中等。③高浓度输送系统。浆体的重量浓度介于25%～40%，主要适用于有远距离、大高差水灰场的大中型火电厂，另一个目的是节约用水。飞灰采用机械或气力收集到输送系统，转存到中转存储设施，再经大出力制浆设备制成高浓度灰浆，由离心式灰浆泵或柱塞式灰浆泵通过管道送至灰场。该组合系统的设备较多，运行管理较复杂，但耗水量最小。

制浆设备 有箱式冲灰器、搅拌桶以及喷嘴式（或水环式）灰水混合器等型式。一般小出力的中低浓度灰浆可采用箱式冲灰器、搅拌桶进行制浆；大出力、高浓度灰浆，可采用喷嘴式（或水环式）灰水混合器，制浆浓度可达25%～50%，出力为100t/h以上。

灰浆泵 水力除灰系统输送设备主要采用抗磨的离心式灰浆泵，离心式灰渣浆泵为杂质泵，采用抗磨技术，允许通过少量粒径不大于过流断面最小尺寸80%的大固体颗粒。可用多级串联方式实现高扬程管道输送，超过3级时按不同的串联级数设置轴封水泵组。对于高浓度灰浆，可采用柱塞式灰浆泵输送，柱塞式灰浆泵输送介质的粒径不大于1mm，允许少量3mm的固体颗粒间断通过。扬程达2～8MPa，可实现单级泵满足远距离、大高差的输送。柱塞密封需配置专用的柱塞式清水泵。

灰渣浆泵的设置一般为1台（组）运行、1台（组）备用；3台（组）运行时，设2台（组）备用。

输灰管道 大多采用厚壁无缝钢管。管道设计需防止灰渣在管道内沉积并减少对管壁的磨损，保持一等流速，输送灰渣浆的管道一般采用地面敷设。

气力除灰系统 以空气为输送介质和动力，将省煤器、空气预热器、除尘器灰斗等积灰通过管道或其他密封装置（如空气斜槽）输送到存储设施的工艺设施。

气力除灰系统形式 通常按照气灰混合物流态、输送压力分类。而空气斜槽也属于气力输灰系统。

(1) 按输送管道中被输送物料的质量流量与气体的质量流量之比（料气比），气灰混合物流态可分为三类：①稀相动压气力输送。在输送物料时，物料悬浮在管道中并均匀分布，在水平管道中呈飞翔状态，孔隙率很大，料气比小于20kg/kg。物料输送主要靠较高速度工作气体产生的动能实现。②密相动压气力输送，物料在管道中已不再均匀分布，而呈密集状态，物料从气流中分离出来，但管道并未堵塞，物料呈沙丘状，物料输送也是依靠工作气体的动能来实现的。但密相动压气力输送的气流速度较低，输送料气比较高，为30～50kg/kg。③密相静压气力输送，物料在管道中沉积、密集而栓塞管道，依靠工作气体的静压来推送物料，也称为脉冲气力式栓塞流正压除灰系统。系统的气流速度更低，输送料气比更高，在发电厂较少应用。

(2) 按输送压力可分为负压、正压及负压-正压联合系统。

负压气力除灰系统：在抽气设备抽吸作用下，空气和灰的混合物被吸入输送管道，送至存灰设施，经收尘装置将气灰分离，灰经排灰装置被送入灰库，净化后的乏气通过抽气设备排入大气（见图1）。

负压气力除灰系统属稀相动压气力输送，料气比小于

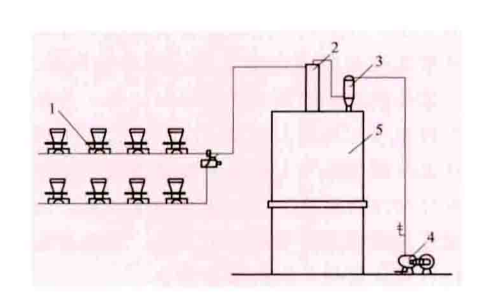


图 1　负压气力除灰系统
1—受灰装置；2—离心式收尘器；3—袋式收尘器；4—抽气装置；5—灰库

20kg/kg。单根灰管的出力小于60t/h，相应的输送距离小于150m。负压系统可以防止气灰混合物向外部泄漏，工作环境清洁，供料设备结构简单，造价较低。因受负压条件的限制，局限于输送出力较小、距离较短的场合应用。而收尘器设在高真空区，结构比较复杂。输送流速较高，管路切换阀门和管道弯头易磨损。

正压气力除灰系统：在高于大气压的压缩空气推动下，将灰输送入灰库，利用气灰混合气流进入灰库后速度突然降低，实现气灰分离，乏气经库顶袋式过滤器直接或经引风机排入大气（见图2）。

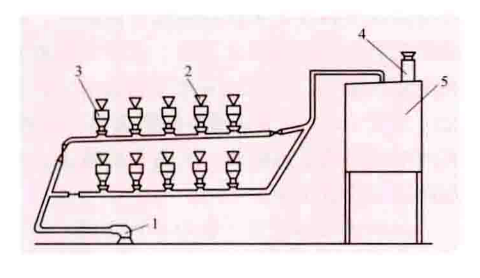


图 2　正压气力除灰系统
1—空气压缩机或风机；2—灰斗；3—给灰装置；4—排气收尘器；5—灰库

按料气比和管内流态有稀相和密相之分。正压稀相动压气力输送的料气比小于25kg/kg，初始输送速度一般大于10m/s，输送距离小于500m，运行压力小于200kPa，一般采用风机作为气源设备。正压密相动压气力输送的料气比为30～50kg/kg，初始输送速度一般大于3m/s，输送距离大于500m，运行压力小于300kPa，一般采用空气压缩机作为气源设备。与负压气力输灰系统相比较，正压系统的输送介质压力高，输送能力强，在相同出力条件下，输送管道的管径减小，还降低了灰库上布袋过滤器的排气负荷；输送管道内速度低，管道磨损大为降低；输送距离远，可达1200m。单根管道输送出力小于或等于80t/h，技术经济性相对较好，已被发电厂所普遍采用。但在系统密封不严时，易造成气灰混合物泄漏而污染环境；又因供料设备位于系统压力最高处，结构相对复杂。

负压-正压联合系统：先以负压气力输送方式将各灰斗的灰集中至缓冲仓斗，然后以正压气力进行更远距离的输送。该系统既可以充分发挥负压、正压系统的优势，又能满足较长距离输灰的要求。但设备种类多，设施占地大，系统复杂，投资较大。

（3）空气斜槽输灰系统。在灰层中充气使灰流态化，以自流方式输送的装置，断面见图3。

装置为箱式结构，顶层为物料输送室，底层为空气室，其间的隔层用纤维织物材料制成。流化空气由装置的底部小室通过纤维织物隔层均匀渗透入灰层中，使灰流态化后沿着槽体的坡向流动，斜槽的坡度一般不小于5%。空气斜槽结构简单，能量消耗少，但受输送距离短（小于或等于60m）及坡度所需空间的限制，常用于除尘器灰斗干灰集中输送。

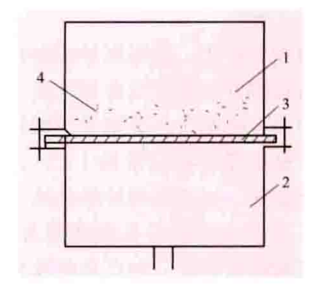


图 3　空气斜槽断面示意
1—物料输送室；2—空气室；3—纤维织物层；4—物料

气力除灰系统设计　气力除灰系统由给料装置、气化装置、输送管道、灰库及气源设备构成。系统设计时，系统的型式根据输送距离、灰量、灰的特性、除尘器型式和布置情况以及综合利用等条件选择。设计出力按系统排灰量、系统型式、运行方式等确定，但不小于锅炉最大连续出力燃用设计煤种排灰量的150%，且不小于燃用校核煤种排灰量的120%。气力输送计算中选择几组气体流速及料气比，进行压力降、管径和耗气量等计算，然后根据装置的具体情况，从经济角度选取较优的方案。气体流速按灰的粒径、密度、输送管径和除灰输送系统等因素选取；料气比根据灰的特性、输送距离、输送设备类型及弯头数量等因素确定。

（1）给料装置。将储存在集灰斗下的干灰与输送空气混合成灰气混合流，均匀稳定送入输送管道，并控制灰量的装置。负压气力除灰系统常采用物料控制阀；正压气力输灰系统的供料设备型式较多，有气锁阀、仓式气力输送泵等，可单独运行或成组运行。

（2）气化装置。使灰斗或灰库内的干灰处于流态化状态，增加物料的流动性的设施。由空气电加热器、气化风机、装有气化板的气化槽等组成。

（3）输送管道。管道数量与系统出力相适应，一般为碳钢管，弯头等附件需用耐磨材料。部分介质流速较高、磨损严重的管段用耐磨管道，部分电厂还采用双套管系统。管道布置需避免过长倾斜、U形或向下起伏。

（4）灰库。灰库的数量根据机组台数、排灰量和粗细灰分储要求设置。库容不小于储存锅炉最大连续蒸发量，燃用设计煤种24h的排灰量。灰库库顶设排气布袋收尘器，其中负压系统除尘装置需设置具有离心分离、布袋过滤功能组合式或大容量布袋收尘器。

（5）气源设备。提供压力、品质合格的空气供应、处理及储气的设备，气力输灰系统对空气品质的要求主要是干燥程度，以防止管内结露。负压气力除灰系统一般采用干式负压风机或水环式真空泵，当厂外采用水力输送时也可采用水力抽气器装置；正压气力输灰系统的气源设备有空气压缩机、风机等，空气压缩机一般采用喷油螺杆空气压缩机。设备数量按系统出力匹配，一般为3～6台，并设1～2台备用。

chuhuizha xitong

除灰渣系统　(ash and slag handling system)　火力发电厂用以收集、输送、存储和排放煤在锅炉内燃尽后所产生炉渣和飞灰的设施。

炉渣指锅炉炉膛底部排出的颗粒或焦块状固状物；飞灰指烟气通过锅炉尾部烟道及除尘器时，从烟气中分离、沉积在灰斗内的粉状物。渣和灰的数量及所占比例取决于燃料性质、锅

炉特性和燃烧方式。灰和渣分别排除的称为灰渣分除系统，灰和渣混合后排除的称为灰渣混除系统。以厂内的储灰渣仓（池）为界，可分为厂内除灰渣系统和厂外除灰渣系统。

除灰渣系统设计根据电厂排放的灰渣量、灰渣的物理化学性质、除尘器型式、水源、灰场、运行维护、环境保护及综合利用等条件，结合厂区总布置进行综合比较，选择单一的或多种输送方式组合的输送系统。厂内的存储设施需为灰渣综合利用创造条件。因灰渣物料的强磨蚀性、易飞扬性特点，在保证功能完整的前提下应尽可能简化和缩短流程，减少转运环节。除灰渣系统由输送系统、存储系统、辅助系统和控制系统组成。

输送系统　按输送动力和介质分为机械、水力和气力三大类。

（1）机械输送。利用刮板式、带式输送机或其他机械设备将锅炉各排灰渣点的灰渣集中、输送到存储设施及灰场的输送系统。一般在厂内采用灰渣分除系统，厂外采用灰渣混除系统。机械输送系统效率高，可保持灰的性质不变，有利于灰的综合利用。但机械设备布置不够灵活，占地空间大，转动部件磨损较严重，会增加检修费用和工作量。

（2）水力输送。以水为输送动力和介质的输送系统。一般厂内采用灰渣沟自流或压力管道输送的灰渣分除系统，将灰（渣）浆送至灰（渣）浆池（仓）；厂外输送采用通过灰渣浆泵输送的灰渣混除系统。灰渣输送至储灰场后，在灰场内沉淀澄清的含灰水，经过处理达到国家排放标准后排放或回收重复利用。主要优点是系统简单，适应性强，输送过程没有粉尘飞扬，工作环境较好。缺点是耗水量较大，灰渣管内易结垢或磨损，增加检修费用和工作量；浸水后的灰渣活性降低，不利于综合利用。

（3）气力输送。以空气作为输送动力和介质的输送系统，有正压输送和负压输送两类。一般用于厂内除灰系统或较小出力的除渣系统，将灰渣输送到厂区存储设施。气力输送系统能保持灰渣在输送过程中性质不变，有利于灰渣的综合利用。系统布置灵活，转动部件较少，但输送距离较短，动力消耗大，运行中管道弯头磨损较严重。

存储系统　连续输送或间断输送系统的中间环节存储设施，具有收集、集中、缓冲、储存以及排放灰渣等功能。灰渣存储设施有除尘器灰斗、省煤器灰斗、中转渣仓（库）、中转灰仓（库）、储存渣仓（库）、储存灰仓（库）、灰（渣）浆池等，根据容积大小、环境条件等可采用锥底、平底钢结构或混凝土结构。

辅助系统　包括除尘器灰斗气化风系统、灰库气化风系统、输送气源系统、供排水系统、乏气排除过滤系统、仪用压缩空气系统等。作用是为灰渣安全存储、顺畅卸出提供输送动力，满足自动化运行控制及环境保护的要求。

控制系统　除灰渣系统的自动化水平与机组容量、特点及发电厂运行管理水平相适应。大中型发电厂的除灰渣系统一般设置程控、远方和就地三种控制方式，能实现在集中控制室、除灰渣电子设备间和就地进行控制，每种方式能相互闭锁，就地设有事故按钮及仪表。程序控制采用可编程逻辑控制器（PLC）或分散控制系统（DCS）。（见除灰除渣系统控制）

中国的除灰渣技术是随着燃煤种类的多样化，锅炉容量的增加和炉型的变化，灰渣输送技术的发展，脱硫、脱硝工艺的采用，灰渣等副产物综合利用与储存方式的变化等因素逐步发展起来的。20世纪50年代，主要引进苏联全套设计技术，除灰渣大多采用水力除灰渣工艺将灰渣输送至湿贮灰场。进入60年代以后，机械除灰渣技术有了一定发展，采用带式输送机、刮板输送机、汽车等机械方式将灰渣输送至干灰库、中间储仓或干贮灰场。自20世纪80年代后期开始，大容量机组除灰渣技术紧跟国际发展，引进了多种国外的先进技术和设备，包括气力除灰系统、风冷式除渣系统等，通过消化吸收和设备国产化，干式除灰渣技术及节水技术得到显著的发展。根据灰渣综合利用和环境保护的要求，发电厂除灰渣系统将延续采用干式的机械或气力为主的输送方式。

chu huizha xitong yunxing

除灰渣系统运行　(operation of ash and slag handling system)　锅炉燃烧时产生的烟尘通过除尘后将飞灰收集于灰斗内，经输灰系统输送至灰库，而产生的炉底渣则由除渣系统送至贮灰场或厂外。除灰渣系统运行状况影响锅炉的安全稳定运行，同时也直接影响环境。除灰渣系统运行按输送方式可以分为机械除灰渣系统、水力除灰渣系统和气力除灰系统运行。

机械除灰渣系统运行　机械除灰渣系统一般由锅炉排渣装置、机械除灰及灰渣输送系统组成。

锅炉排渣装置　在运行中应注意监视与调整的项目有：①根据锅炉排渣量，合理调整排渣装置出力，防止满渣、堵渣、反渣；②加强捞渣机系统运行时相关参数的监视，捞渣机液压油压力正常，尾部张紧压力正常；③通过调节补水量，控制炉底渣槽内的水温不超限（一般控制在60℃以下），确保炉渣得到充分冷却、破碎；④定期检查碎渣机、渣仓等辅助设备运行正常，防止因辅助设备故障影响锅炉排渣装置出力受限。

机械除灰及灰渣输送系统　运行中要注意的项目有：①双路布置的埋刮板输送机，在切换运行的过程中，要确认三通挡板关闭严密，防止灰漏入备用一侧的埋刮板输送机，并冷却黏结，使备用埋刮板输送机在起动时链条张力增大，电动机烧损；②要合理调整埋刮板输送机的运行速度，并对其链条、头轮、尾轮和导轨等进行定期检查维护；③埋刮板输送机的法兰连接处必须严密，以防雨水进入机槽中，使灰受潮、固结，导致链条过负荷和烧坏电动机；④露天布置的埋刮板输送机，其驱动装置必须采取必要的防护措施，防止电动机进水受潮而烧坏；⑤带式输送机的驱动装置，尤其是油冷滚筒容易损坏，要加强日常检查维护；⑥运送灰渣的车辆在穿过城区时，要注意噪声和粉尘方面的控制，防止污染环境。

水力除灰渣系统运行　煤粉在炉内燃烧后，小部分颗粒较大的灰渣依靠自身重力落入炉膛下部冷灰斗至渣室，被湿灰喷嘴喷入的水激冷，然后经碎渣机、捞渣机等设备排入灰沟，用高压水将其冲走；大部分的细灰被烟气携带，经除尘器分离下来，也排入灰沟，渣和灰在灰沟混合后，被激流喷嘴喷出的高压水携带至灰渣池，再由灰渣泵将灰水打入灰场。水力除灰系统运行中要注意的项目有：①充分利用电厂循环水的排水，或除灰渣用水的循环水，做到一水多用，并合理控制制浆过程中的灰水比，减小耗水量，尽量不因水力除灰而增加新水；②对于水力除灰管道，特别是管路的弯头

部分，要定期进行清理、维护，防止管路因结垢严重而堵塞；③当运行灰渣泵出现电动机过热、水泵振动并有噪声、轴承冒烟等异常现象时，应立即切换至备用灰渣泵运行。

气力除灰系统运行 根据输送压力的不同，可以分为负压气力除灰系统运行和正压气力除灰系统运行两大类。

负压气力除灰系统运行 以负压风机为动力源，干灰通过灰斗E型阀控制间断性落入灰斗，通过空气止回阀送入空气，进行灰气混合，通过脉冲布袋除尘器进行灰气分离，干灰通过气锁阀落入灰库，然后用汽车集中外运。运行中要注意的项目有：①负压气力除灰系统要求管道阀门必须严密无泄漏，否则系统将无法建立正常负压，使抽力减小，抽灰管路堵塞；②要加强对负压风机的调整和维护，防止由于自然磨损等原因，使负压风机抽吸力下降，导致系统真空低，影响系统输送能力；③灰库顶部布袋除尘器的吹扫汽源要保证一定压力，确保布袋除尘器清洁、高效运行。

正压气力除灰系统运行 干灰经进料装置落入仓泵，与压缩空气进行充分流化，在输送气的作用下进入灰库，通过布袋除尘器进行灰气分离，干灰通过气锁阀落入灰库，然后用汽车集中外运。运行中要注意的项目有：①定期检查输灰压力变化和输灰管路温度变化，及时消除管路堵灰现象；②根据灰库料位变化，合理调整进灰量和卸灰速度，保证灰库料位在合理范围内；③关注压缩空气系统运行状态，雨季时应增加对压缩空气储罐的底部排污。

参考书目

原永涛．火力发电厂气力除灰技术及其应用．北京：中国电力出版社，2002.

李培荣，李金伴，李捷辉．发电厂除灰控制技术．北京：化学工业出版社，2006.

chuyangqi

除氧器

（deaerator） 给水回热系统中以除去给水中不凝结气体为目的的混合式加热器。给水中溶有不凝结气体，其中的氧气等对锅炉和汽水管道会造成严重腐蚀。因此要求给水进入锅炉前，在给水回热系统中使用汽轮机抽汽加热给水，解析除去给水中的溶解气体。除氧器同时作为回热系统中的一级加热器，作为凝结水泵和给水泵之间的缓冲和储水装置，并为不同来源的高品位疏水、补充水进入热力系统提供汇集点。

传统的除氧器包括除氧器本体（除氧头）和与之相连的储水箱。欲除氧的水一般从上部送入除氧头，蒸汽由底部或中部引入，除氧后的水落入储水箱，分离出来的气体从顶部排出。储水箱内设有起动加热用的沸腾管，有的采用再循环泵在起动前和低负荷时加热给水并除氧。大机组常采用的是将除氧器本体与储水箱合二为一设计的所谓一体化除氧器。除氧器是承压容器，在除氧头和储水箱上都装有弹簧安全阀或在储水箱上装设水封管，保护该容器不会超压损坏。除氧器的出力与锅炉最大蒸发量相适应；储水箱的有效容水量对中小机组一般是10～15min最大给水消耗量，对大机组为7～10min最大给水消耗量。1994年，中国自主设计制造的首台内置式除氧器在吴泾电厂125MW机组上应用。

原理 水与空气接触，会有一部分气体溶解于水中。凝汽器、凝结水泵的轴封和处于真空状态下的法兰、阀门的阀杆等不严密处都会漏入空气，使凝结水中溶有气体；还有与大气相通的疏水、补充水、供热回水都含有较多气体，其成分有氧、二氧化碳、氮等。气体在水中的溶解度与此气体在气水界面上的分压力成正比，加热时气水界面上水蒸气的分压增加，气体的分压降低，溶于水中的气体将不断析出。当加热到饱和温度时，气水界面上的水蒸气分压接近于液面上的全压，所有气体的分压接近于零，这时水中各种气体将全部解析出来。（见除氧器运行）

技术要求 主要是：①进入除氧头的水要在较短时间内充分除氧，必须有足够的蒸汽量将水均匀加热到相应压力下的饱和温度。②把进入除氧头的水分散成0.5～1.0mm的水滴或水膜，增加水的表面积以加强热交换和气体的解析。但水滴越细其表面张力会越大，对溶解氧的扩散不利。③除氧程度越高，所需时间越长，为此，应阻滞水流使其不致很快落入储水箱，一般均采用多层淋水盘和合理厚度的填料层等办法来解决。④具有良好的蒸汽流通条件，使分离出来的气体能被余汽带出器外。供给的蒸汽量，除用于加热给水达到饱和温度外，还要有0.1%～0.3%加热蒸汽裕量。

类型 按工作压力，可分为大气式、压力式和真空式除氧器；按结构，可分为淋水盘式、喷雾填料式、旋膜式、蒸汽喷射式和一体化除氧器。

淋水盘式除氧器 常为立式，内设淋水盘5～8层，盘底钻有很多5～8mm的小孔。大盘中部开有较大的通气孔，大、小盘上下交错布置。凝结水、补充水和疏水、供热回水送入上层淋水盘，高压加热器疏水作为加热汽源的一部分从中部引入，蒸汽由下而上逐层绕行穿过水流，边加热边凝结，将水加热至饱和温度，使不凝结气体从水中析出，给水溶氧含量小于15μg/L。这种除氧器以大气式居多，除氧性能较差，仅用于中、低压机组回热系统。

喷雾填料式除氧器 用于中、高压机组，有立式和卧式两种，200MW以上机组多采用卧式结构。除氧器上部为喷淋区，中下部为填料层，主凝结水经喷嘴以雾状喷出，与从下向上流动的加热蒸汽接触完成一次除氧；水落至淋水盘或水箅子后均匀进入填料层，进行二次除氧或称深度除氧。使溶氧达到5～7μg/L。填料层多为Ω型不锈钢元件无规则堆放而成或用不锈钢丝网卷制。

旋膜式除氧器 与喷雾填料式除氧器相比，仅以膜式喷管替代了喷嘴，填料层基本相同，结构示意见图1。凝结水从膜式喷管的进水孔射入后，沿喷管内壁旋流而下形成高速旋转的水膜裙，旋转水膜裙内外两侧与蒸汽接触，提高了热交换强度，气体析出性能增强，因而除氧效果好；且喷管不易损坏，维修工作量小。可用于高、中、低压各种机组，特别适应补水量大、补水温度低和变工况运行的机组，以及供热机组。

图1 旋膜式除氧器结构示意图

蒸汽喷射式除氧器 在除氧器上部设置两层淋水盘，下部为蒸汽喷射管，蒸汽管两侧设多层不锈钢丝网

帘，见图 2。主凝结水由淋水盘底部小孔落下，与向上的加热蒸汽进行逆向热交换，经淋水盘后的凝结水从蒸汽管两侧流下，与蒸汽管上喷汽孔喷出的蒸汽再次相遇后，水被蒸汽雾化，小水珠附着在蒸汽管两侧的不锈钢丝网帘上，水的表面张力减少，利于不凝结气体的析出。这种除氧器用于高压大机组。

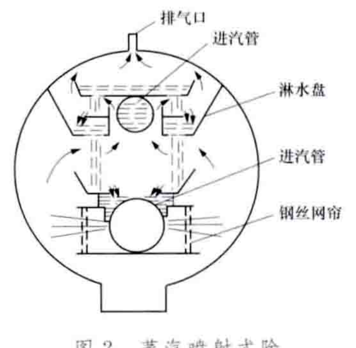


图 2　蒸汽喷射式除氧器工作原理图

一体化除氧器　也称为内置式除氧器或者无头除氧器，其结构为水箱与除氧头合二为一，在其上部设置雾化喷嘴，单只喷嘴出力 50～1200t/h，凝结水经喷嘴雾化后被蒸汽一次加热，然后通过深入水箱底部的加热蒸汽，使水沸腾实现二次加热（图 3）。这种类型的除氧器结构简单，制造成本低，可用于各类机组，大机组采用较多。

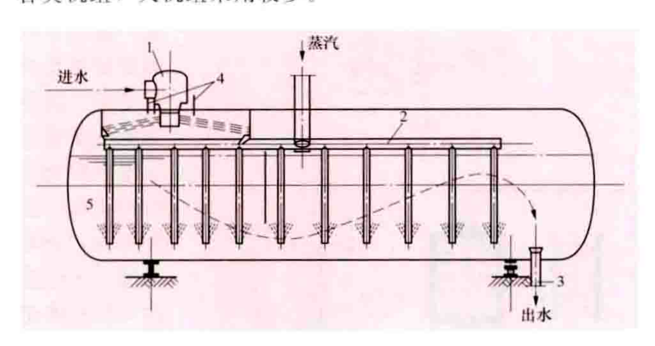


图 3　一体化除氧器工作原理图

1—喷嘴；2—配汽系统；3—下水管；4—排气管；5—喷射区

chuyangqi yunxing

除氧器运行

（operation of deaerator）　除氧器的主要任务是利用化学或热学原理除去水中的氧气及其他不凝结的气体，有定压和滑压运行两种方式。滑压运行的除氧器，压力随主机的负荷改变。供除氧器蒸汽的主机抽汽管上不装设压力调节阀，除氧器的工作压力接近抽汽压力。定压运行的除氧器，为维持除氧器内压力的稳定，其汽源抽汽管上必须装设压力调整器，在低负荷时供除氧器的抽汽还需切换到高一级抽汽。定压运行除氧器系统复杂，抽汽有节流损失，经济性不及滑压运行高。

定压运行　保持除氧器内的压力和水位稳定是给水泵可靠运行的保证。若除氧器内压力下降过快，会造成给水泵汽化，导致重大事故。因此在机组负荷变动时，要求压力调整器和水位调整器能够及时动作，维持除氧器中压力、水位稳定。

几台除氧器并列运行时，要通过汽、水平衡管来达到各台除氧器内压力和水位的平衡。除氧器并列操作时，待并除氧器内压力应稍低于运行除氧器压力。汽、水平衡阀门应缓慢开启，防止运行中除氧器的压力、水位波动。

滑压运行　滑压运行的除氧器要注意在升负荷时保持除氧效果，并在降负荷时防止给水泵汽化。在升负荷过程中，除氧器内压力升高，饱和水瞬间变成不饱和水，此时会出现返氧现象。除氧水箱内水量大，水温很难迅速上升，会出现含氧量不合格情况。因此，滑压运行的除氧器水箱内应加装再沸腾管或内置式加热器，以便在升负荷时投入。在降负荷过程中，除氧器内压力降低，但给水泵进口水温不能及时降低，使得给水泵的有效汽蚀余量降低。降负荷速度越快，有效汽蚀余量下降值越大，极限情况是甩全负荷。为了保证给水泵运行安全，应避免负荷上升和下降过快。

经除氧后给水中的溶解氧含量，对于不同型式和不同蒸汽参数的锅炉有不同的要求。（见水汽质量标准）

chuzha xitong

除渣系统

（slag handling system）　冷却、收集、输送锅炉炉膛排渣装置底渣的工艺设施。除渣系统的渣冷却有水冷和风冷两种方式，依据煤质、环境保护、综合利用、水源情况等条件所选择的锅炉排渣装置型式确定。除渣系统按输送及转运系统方式可分为机械、水力和气力三类。

机械除渣系统　分水冷式捞渣机和风冷式排渣机两类，通常由碎渣机、带式输送机或垂直斗式提升机、渣仓等设备组成。

水冷式捞渣机　排渣设备采用下回链的水浸式刮板捞渣机。其本体由上槽体的冷渣水箱、驱动端、拉紧端、导向轮、刮板链条、润滑油系统，下槽体的回链箱及电控设备构成。具有冷却、收集、输送及脱水功能，倾斜输送角度可达 35°，最大长度可达 70m 以上，可适应最高至 1000MW 等级机组的单级捞渣、输渣系统。捞渣机采用耐磨耐腐蚀材料，维护工作量少，并可保证锅炉底部漏风最小；但有一定量耗水，易腐蚀锅炉底部。

风冷式排渣机　有钢带输渣机和链板输渣机两种。由耐热输送钢带或链板组件、清扫刮板组件、驱动装置、张紧装置、托辊组、托轮组及限位轮组、承载箱体及电控设备构成，配置可调节进风口。倾斜输送角度可达 33°（钢带输渣机）或 40°（链板输渣机），输送介质温度小于或等于 900℃，最大输送粒径小于或等于 300mm，设备外壳温度不超过 60℃。但风冷式排渣机可能造成锅炉底部漏风较大，影响锅炉效率；冷渣时换热速率不如水冷式快，不宜在大渣量或结渣严重的系统中使用。该系统简单、节水、无结垢，并保留了渣综合利用的活性。为提高冷渣效率、防止大块渣直接撞击，风冷式排渣机前端还需装设由密封装置及过渡渣斗组成的渣井，和由带格栅、挤压头的箱体及液压系统组成的炉底排渣装置。

水力除渣系统　通常采用将锅炉水冷式排渣装置输出的底渣，经过渣浆泵用管道输送到灰场所组成的低浓度水力输送系统。也可以与机械除渣系统组成联合输送系统，如采用水浸式刮板捞渣机冷却、输送，再经过渣浆泵转送到灰场，或将底渣经过渣浆泵输送到脱水仓（或沉渣池），再用汽车等机械设备转运至灰场。系统在运行中有冷渣水的蒸发、汽化损失；冷渣水一般采用发电厂的工业废水处理水。鉴于系统费用高、易结垢或磨损、耗水量大等原因，早期常应用于中小型锅炉，在大型机组中已极少应用。

系统中的渣浆泵采用具有抗磨技术的离心泵。允许通过少量大固体颗粒，但粒径应小于过流断面最小尺寸的 80%，多级串联可实现高扬程管道输送。脱水仓由钢结构锥底圆柱形仓体、析水组件、反冲洗装置、气动排渣门及仓壁振动器

等组成，具有脱水、存渣、卸渣的功能。脱水仓下部锥体与水平面之间夹角不应小于60°，气动排渣门具有缓慢打开、关闭迅速的特性。一套系统中脱水仓的数量不少于2台。

气力除渣系统 以空气作为输送介质和动力，将锅炉底渣通过管道输送到渣仓的工艺设施。鉴于炉渣物料的特性，气力输渣系统一般采用稀相负压或正压气力输送系统。

气力除渣系统前端必须有冷却和破碎炉渣的设备。将冷却后的炉渣破碎至5～10mm，颗粒越小越有利于输送，通常设2级破碎机。

气力输渣系统与气力除灰相比，输送的速度更高，动力消耗更大，系统磨损更为严重。国内仍在运行的气力除渣系统较少，多在改造项目中应用，渣量较小，实际运行时的系统出力在20t/h以下。

chuandong fangda jigou

传动放大机构 (transmission magnifying machine)

在汽轮机调节系统中传递和放大控制信号的装置。汽轮机调速器输出的位移、油压或电量等变化信号，不足以带动调节汽阀，需要对其信号加以转换、放大，使之有足够的驱动功率控制调节汽阀，故在调节系统中设置传动放大机构。一般由放大器、油动机等装置组成。在电液调节系统中还设有电液转换器。

放大器 有随动滑阀式、蝶阀式、继流式、断流式和电子放大器等类型。随动滑阀放大器［见图1（a）］为力放大，输出位移信号，信号放大后推动力大，为无接触式放大器，常用作弹性调速器后的第一级放大；蝶阀放大器［见图1（b）］为液压放大，输出油压信号，可以设计有较大的放大系数，常用作旋转阻尼调速器后的第一级放大；继流式放大器［见图1（c）］亦为液压放大，输出油压信号，无杠杆连接，布置方便，常用作脉冲泵调速器后的第一级放大和液压系统中的中间放大环节；断流式放大器［见图1（d）］为力放大，输出位移或油压，信号放大后推动力大，常作为调节系统中最后一级功率放大；电子放大器一般采用PID放大器，输出电信号，环节系数易调整，易于综合各种电信号，是电液调节系统电信号综合放大环节。

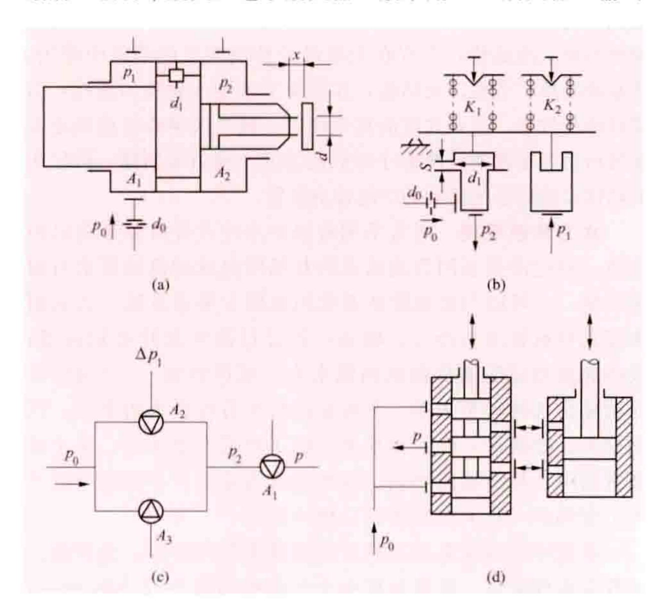


图1 放大器示意图

(a) 随动滑阀放大器；(b) 蝶阀放大器；(c) 继流式放大器；(d) 断流式放大器

油动机 启、闭调节汽阀的执行机构，又称伺服马达。它和错油门、反馈机构组合以完成调节系统的操作任务。按作用原理错油门分为断流式和继流式；按油缸活塞移动方式错油门分为往复式和旋转式；按进油方式错油门分为单侧进油和双侧进油。油动机应具有足够大的提升力（约为调节汽阀开启力的2～3倍）；应动作迅速，关闭时间短；频率特性和稳定性要好，控制精确度要高。

图2（a）为往复断流式双侧进油油动机。在稳定状态下，错油门门芯处于中间位置，封闭通往油动机油缸活塞上、下的油口，使调节汽阀处于某一负荷下的稳定开度，当调速器输出的位移或油压信号使错油门偏离中间位置时，高压油通过油口进入油缸，作用在面积较大的活塞一侧，活塞的另一侧通过油口排油，活塞在两侧压差的作用下移动，通过活塞杆推动配汽机构启、闭调节汽阀，同时活塞杆通过杠杆或油压反馈机构使错油门回到中间位置，使调节汽阀稳定在新的开度下。这种油动机是依靠油压作用力开启和关闭，提升力大，动作迅速，工作稳定，但耗油量大，常用于驱动调节汽阀。图2（b）为往复断流式单侧进油油动机。在油缸活塞的一侧设有弹簧，另一侧通过错油门通入高压油，利用弹簧力和油压作用力相平衡的原理，驱动配汽机构控制汽阀开度。这种油动机依靠油压力开启，弹簧力关闭，可靠性高，耗油量少，在相同的结构尺寸下，提升力比双侧进油油动机小，常作用驱动大型汽轮机的调节汽阀和主汽阀。图2（c）为旋转式油动机。油缸为一扁平盒，活塞为刮板状，高压油推动刮板旋转，由与刮板相连的中心轴将力矩传递给凸轮或齿条，用以启闭调节汽阀。这种油动机常用在低参数小型汽轮机上。

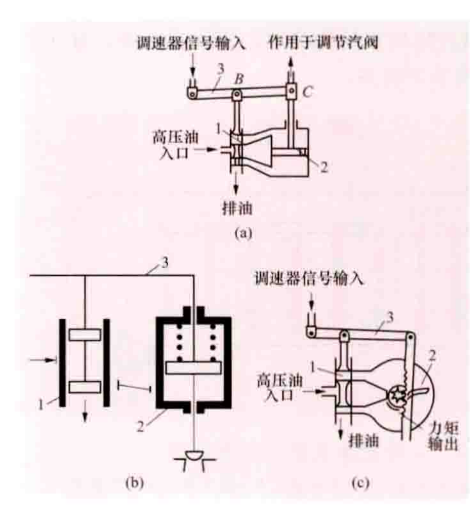


图2 油动机

(a) 往复断流式双侧进油油动机；(b) 往复断流式单侧进油油动机；(c) 旋转式油动机
1—错油门；2—油动机活塞；3—反馈机构

电液转换器 电液转换器是将电信号变为液压信号的转换装置，按电磁部分的结构分为动圈式力矩马达和动铁式力矩马达；按励磁方式分为永磁式和外磁式；按液压控制部分的工作原理分为单喷嘴和双喷嘴、滑阀式和蝶阀式；采用断流式或继流式滑阀；按油的工质分为汽轮机油和抗燃油，工质的压力有低压和高压之分。一般西欧和苏联多采用动圈式力矩马达，带套筒式节流滑阀，英美及日本多采用动铁式力矩马达，双喷嘴或射流管式前置级液压放大器。中国低压工质系统多采用动圈式，高压工质系统

多采用动铁式。

图 3 为动圈式电液转换器结构图，图 3（a）为十字弹簧力平衡动圈式电液转换器，图 3（b）为电磁力平衡动圈式电液转换器。动圈式电液转换器自振频率较低、输出力矩较小，但线性较好、磁滞小。

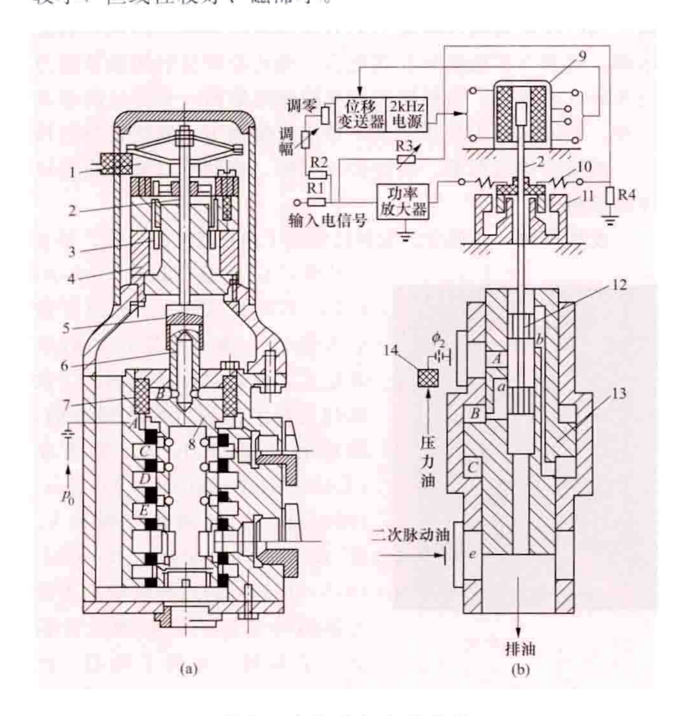


图 3　动圈式电液转换器

（a）单喷嘴式电液转换器；（b）滑阀式电液转换器

1—接线端子牌；2—连杆；3—线圈；4—衬套；5—挡板；6—喷嘴；7—套筒；8—随动滑阀；9—位移线圈；10—控制线圈；11—磁钢；12—小滑阀；13—大滑阀；14—滤网

图 4 为动铁式电液转换器，图 4（a）为双喷嘴式电液转换器，图 4（b）为射流管式电液转换器。这种电液转换器为力反馈型，线性度好、工作稳定、动态性能优良。多用在高压抗燃油为工质的系统中。对加工精度、装配工艺的要求较高，部套间的间隙较小，对油的清洁度的要求较高。

chuanrexue

传热学　（heat transfer）　研究热量传递规律的学科。传热是自然界和工程实践中普遍存在的现象之一。热力学第二定律指出，热量总是自发地由高温传向低温，哪里有温度差，哪里就有热量传递，传热学正是研究这一现象的一门科学。

在热能工程中，传热问题占据特殊重要地位，如提高锅炉的蒸汽产量，提高循环水冷却塔和凝汽器的效率以缩小尺寸和降低成本，防止燃气轮机燃烧室和燃气透平工作叶片过热毁坏，减小内燃机气缸盖的热应力，确定热电厂供热用换热器的型式与换热面积等，都是典型的传热问题。传热问题通常可归纳为三类：确定热量传递的多少、控制热量传递的快慢、求出物质内部的温度分布。

学科内容　基本传热方式有三种：热传导、热对流和热辐射。传热学的研究内容主要是三种基本传热方式的机理以及由基本热传递方式构成的热传递过程和规律。

热传导　沿传热方向物质各部分之间不发生宏观的相对位移的情况下，由于直接接触而发生的热量传递过程，简称导热。大量实践证明，热传导的宏观效果服从傅里叶定律，即

$$q=-\lambda \mathrm{grad}T,\ \mathrm{W/m^2} \tag{1}$$

它表明热流密度矢量 q 的大小与温度梯度 $\mathrm{grad}T$ 的绝对值成正比。比例系数 λ 称为导热系数，又称热导率，是材料的一种属性。它取决于导热的微观机理，并与物质形态以及物质结构密切相关，比较复杂，其数值均由实验测定。从物质形态看，一般以固态的导热系数最大，液态次之，气态最小。已知的固体材料中以金属的导热系数最大，无定形硅酸盐材料最小。

热对流　温度不同的流体各部分，宏观相对运动引起的热量传递。热对流仅能发生在流体中，且必然伴随有热传导现象。工程上最常见的是流体与其所接触的固体壁面之间的换热过程，它是流体的热传导与热对流综合作用的结果，称为对流换热，或对流放热。对流换热取决于流体的物性、运动的状态和固体壁面的几何形状与尺寸。流体运动的情况按其运动的起因分为自然对流与受迫对流；按流动空间的特性分为大空间内自然对流和密封空间内自然对流以及外部受迫对流和内部受迫对流；按流动状态分为层流与湍流。对流换热的规律很复杂，影响因素众多，在工程计算中，由牛顿冷却定律来表述，即

$$q=h(T_w-T_f),\ \mathrm{W/m^2} \tag{2}$$

式中 q 为对流换热热流密度；T_w-T_f 为壁面与流体间的温差；h 为对流换热系数，或称表面传热系数。

牛顿冷却定律的公式并未把问题

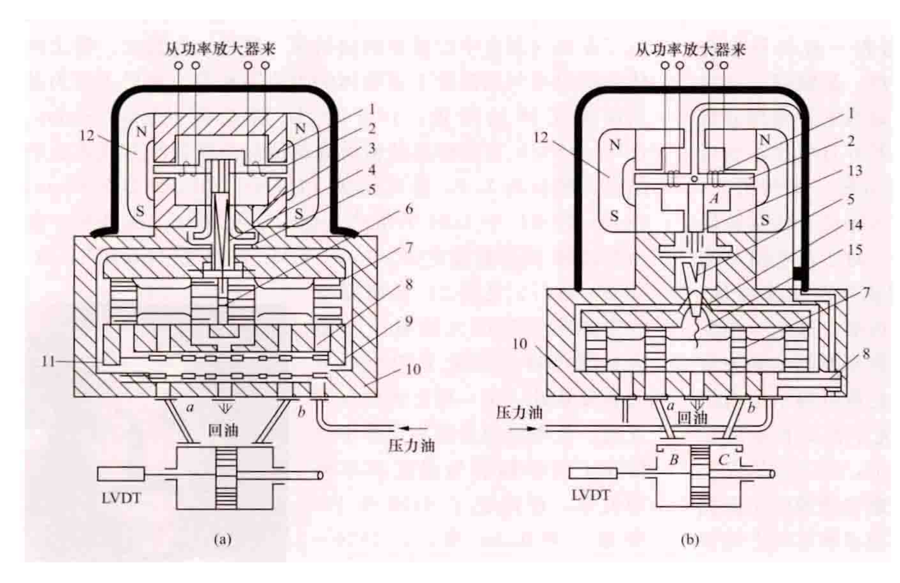


图 4　动铁式电液转换器

（a）双喷嘴式电液转换器；（b）射流管式电液转换器

1—控制线圈；2—可动衔铁；3—弹簧管；4—挡板；5—喷嘴；6—反馈杆；7—断流滑阀；8—滤油器；9、11—固定节流孔；10—外壳；12—永久磁钢；13—射流喷管；14—射流接收器；15—反馈弹簧

简化，而是将对流换热的复杂性全部集中反映在 h 之中了，h 是一个受流体性质、流速、流道几何形状与尺寸、壁面粗糙度、流道进口形状、壁面加热条件，以及在换热过程进行中有无相态变化等众多因素影响的重要参数。

热辐射　物体因热激发引起电磁场的交替变化而辐射能量的过程。它是波长在 0.1～100μm 之间的电磁辐射，因而不同于其他传热方式，可以没有中间介质而在真空中传递热量。例如，太阳因高温热激发不断有大量的热能转变为辐射能向周围的宇宙空间发射出去，其中有一部分投射到地球表面上，这部分辐射能中的一部分转变成热能而被地球表面所吸收，另一部分则被地球反射到周围的宇宙空间去；反之，地球因热激发也会不断地将热能转变为辐射能向周围宇宙空间发射出去，同样会有一部分射落到太阳表面上，其中大部分转变为热能而被太阳吸收，小部分被反射。这种不相接触的物体间通过热辐射而进行的热量传递称为辐射换热，它不但包括无需中间介质的热量传递过程，而且还包括参与换热物体表面上的辐射能与热能之间的互相转换过程。地球就是靠辐射换热不断地从太阳获取巨大能量的。那些能把投射到其表面上的辐射能全部吸收并将其变为热能的物体理论上定义为黑体。黑体辐射能力可由斯忒藩-玻耳兹曼定律表述，即

$$q=\sigma_b T^4,\ \mathrm{W/m^2} \tag{3}$$

式中 T 为物体表面的绝对温度；σ_b 为斯忒藩-玻耳兹曼常量，$\sigma_b=5.6688\times10^{-8}\mathrm{W/(m^2\cdot K^4)}$。显然，辐射换热不但强烈地依赖于物体的温度水平，而且还与物体表面的辐射能力（把热能转变为辐射能的能力）和吸收能力（把辐射能转变为热能的能力）以及物体的几何形状、位置和互相间的距离密切相关。

传热的强化和削弱是传热理论应用的重要方面，它是推动换热器和高温表面热防护及绝热保温技术发展的主要动力。

质量传递有两种形式：分子扩散传质和对流传质，经常与热传递相伴发生，相互作用，而且有与传热类似的传递规律，所以它也是传热学的研究内容。通常把这一领域的学科内容称为传热传质学。

研究方法　虽然工程上遇到的传热过程一般都是综合的，如锅炉炉膛内火焰对水冷壁管壁的传热，是辐射、对流及导热三种基本方式综合作用的结果，但是为了研究与分析方便，人们在研究中仍把它们分开来寻求其各自规律，然后在工程计算中加以综合。研究方法分理论分析、实验研究、数值模拟和类比法。以相似分析和测试技术相结合的实验研究方法，是研究对流换热中最常用的手段，对于那些换热物理模型还不太清楚的课题（诸如复杂的湍流和两相流传热）尤为重要，而且还是其他研究方法的检验标准。这是一种发展较早的经典实验方法，用来确定换热系数和换热准则关系式，它也是热模化研究方法的基础。但用它难以揭示出换热的机理。20 世纪 60 年代中期以来，由于光学测试技术的应用，速度场和温度场的测定以及流型的显示，把实验研究推进到一个更高的水平，为揭示换热机理和建立物理模型提供了可靠的依据。建立在微分方程或积分方程求解基础上的解析法（包括积分求解与边界层分析）是一种推理严密的经典理论方法，是相似分析和数值计算的基础。解析法往往要对问题做较大的简化，而且由于数学方面的原因，除极少数简单情况外，应用它求解一般工程问题受到限制。对基本方程进行数值求解能够回避这种困难，自 20 世纪 60 年代将计算机技术引进传热学的研究以来，在计算数学迅速发展的推动下，已经形成一种有效求解的新途径，它应用灵活、精确度高、运算快、可以进行优化分析，扩大了人们处理问题的能力。但是，它必须依靠实验测量来建立物理模型，用流场或温度场的测定数据来检验它的方法和某些结果。因此，数值求解法必须与实验研究互相配合。类比原理是利用流动阻力的实验（或理论）数据解决对流换热问题的一种方法的基本原理。类比法对于换热复杂、难于直接测定或缺乏资料的情况，能够获得近似解。通过类比分析，有助于对紊流换热机理的理解。

发展简史　传热学的发展已经历了两百多年的历史。早在 1701 年，I. 牛顿（Isaac Newton，1643—1727，见图 1）提出了被后人称为牛顿冷却定律的数学表达式。但是对流换热的真正发展却是两个世纪以后才形成的，德国科学家 E. K. W. 努塞尔（Ernst Kraft Wilhelm Nusselt，1882—1957）的相似分析和 L. 普朗特（Ludwig Prandtl，1875—1953）的边界层理论为对流换热的实验研究和理论分析奠定了基础，开辟了途径。此后，在众多科学工作者的努力下，形成了基于相似原理之上的经典实验研究法和边界层理论的分析解法，对流换热得到了很大的发展。在热传导方面，法国物理学家 J. B. 毕奥（Jean Baptiste Biot，1774—1862）于 1804 年得出的导热实验结果是导热定律的最早表述。稍后，他的同胞 J. B. J. 傅里叶（Jean Baptiste Joseph Fourier，1768 —1830）运用数理方法更概括而准确地表达成微分形式，后来称之为傅里叶定律。在热辐射方面，1859 年 G. R. 基尔霍夫（Gustav Robert Kirchhoff，1824—1887）通过人造空腔模拟黑体论证了在相同温度下以黑体的辐射率（黑度）为最大，得出物体的辐射率与同温度下该物体的吸收率相等，被后人称为基尔霍夫定律的结论。1879 年 J. 斯忒藩（Josef Stefan，1835—1893）实验得出的辐射率与绝对温度四次方成正比的结果，稍后为 L. E. 玻耳兹曼（Ludwig Eduard Boltzmann，1844—1906）于 1884 年用热力学方法从理论上所证明，称为斯忒藩-玻耳兹曼定律。1900 年 M. 普朗克（Max Planck，1858—1947，见图 2）在研究空腔黑体辐射时引入的量子化概念是现代物理学量子理论创立的重要基础，是一项巨大的科学发现。他得出的普朗克定律不仅描述了黑体辐射与温度和频率的关系，还论证了 1896 年 W. 维恩（Wilhelm Wien，1864—1928）用热力学方法得到的黑体能量分布的位移定律。

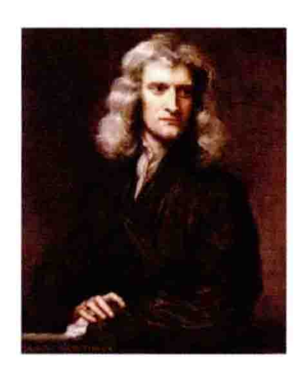


图 1　I. 牛顿

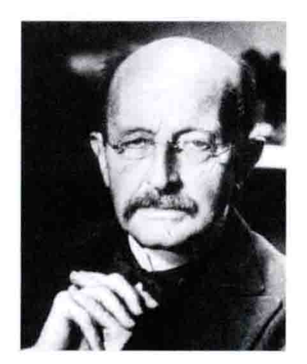


图 2　M. 普朗克

可以认为，20 世纪以前传热学是作为物理学的一部分而逐

步发展的，直到20世纪50年代左右，由于新兴工业和科技提出的需要以及实验测试和计算手段提供的可能，才使它作为系统而完整的一门科学出现在工程界。而在20世纪60年代以后，由于实验技术的发展（如光学测试速度场与温度场的技术）和电子计算机的推广应用，使传热学的发展进入了一个新阶段。在短短的二十多年内得到了迅速的发展，使整体的、宏观的工程研究与微细观热传递机理、流场测定、流型显示的换热机理研究融为一体。今天，传热学已经是一门几乎涉及整个工程技术及农林牧渔、医药卫生等广泛领域的现代化科学，并且日益增多地与诸如流体力学、燃烧学、热力学、电磁学、光学、机械工程学等学科互相渗透，形成像多相传热、燃烧传热、非牛顿型流体传热、等离子体传热、微/纳尺度传热、计算传热等许多重要分支。传热学的发展，反过来又大大地促进了工程技术装备的更新和生产力的发展。如冷却技术的提高使燃气轮机的效率得到提高、寿命得以延长，大型高速电子计算机的冷却问题得以解决；新型高效换热设备的出现使许多工业领域中的节能技术提高到空前高水平。机械、动力、可再生能源、化工、石油、冶金、轻工、电子、食品、宇航、造船等工业的当今发展很难想象可以脱离传热知识的配合。因此，传热学日益受到工程界的普遍重视。今天，能源动力工程仍不断地向传热学提出大量有趣的新课题，如微纳尺度下的热传递、工质在亚临界和超临界区的换热、气固两相流换热、有化学反应时固定床和流化床内的换热、复杂几何流道内的换热、空冷电站内空冷凝汽器传热的强化、燃气轮机的燃烧室和透平叶片的冷却、快中子反应堆的冷却技术、湍流换热、小温差换热的强化、航天器热控制等，都将为传热学的新发展提供广阔的前景。

参考书目

章熙民，任泽霈，梅飞鸣．传热学．北京：中国建筑工业出版社，2007.

杨世铭，陶文铨．传热学．4版．北京：高等教育出版社，2007.

chuihui zhuangzhi

吹灰装置 (soot blower)

用各种介质来清除锅炉烟气侧受热面上附着的灰渣等沉积物的设备。它能改善锅炉受热面的换热条件，从而提高锅炉效率。对保证锅炉出力和控制过热蒸汽温度均有重要作用。

根据结构和用途的不同，常用吹灰器型式有：①短行程炉膛吹灰器，用于炉膛；②长伸缩式吹灰器，用于烟气温度较高的对流受热面；③固定式吹灰器，用于烟气温度较低的对流受热面；④振动除灰装置，用于屏式过热器；⑤钢珠清灰装置，用于省煤器和管式空气预热器；⑥回转式空气预热器用的摇动式和伸缩式吹灰器。其中④、⑤两种已不见采用。气脉冲及声波吹灰装置在中国电站锅炉上已渐见采用。

吹灰方法及吹灰效果与灰渣的性质有密切的关系。而灰渣的性质与煤灰的成分、灰熔点、灰黏度特性等因素有关。灰分中碱性物质多或 Na_2O 和 K_2O 含量高，则灰渣清除困难。炉膛内的塑性渣是最难清除的。对于较难除去的灰渣，采用较高的吹灰介质压力。

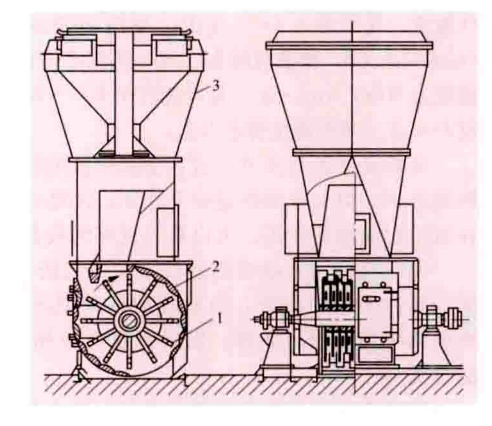
吹灰介质常用空气、蒸汽和水。一般炉膛蒸汽吹灰的阀前蒸汽压力为1.0～1.8MPa，水力吹灰的阀前水压为0.8～2.0MPa，空气吹灰的阀前空气压力为1.1MPa；尾部受热面阀前吹灰蒸汽压力为0.6～1.2MPa，空气压力为0.5～0.8MPa。吹灰蒸汽温度至少有30℃的过热度，以防蒸汽内含有水滴而腐蚀受热面管子，并损坏吹灰器及阀门，引起管道振动或水击。推荐吹灰用蒸汽焓值为3000kJ/kg左右。

吹灰器的布置间隔，根据不同吹灰器的吹扫半径来确定，一般为1.5～3.6m。吹灰系统应有疏水装置。吹灰汽源较多来自锅炉本身，有时取自汽轮机抽汽。现代大容量锅炉用的吹灰器，多数采用程序控制小电动机驱动。其功能是完成吹灰器的程序自动启闭或相应手动操作，以及保护和报警。保护和报警功能包括吹灰介质压力过低保护报警，过载保护报警，进汽截止阀与吹灰器连锁保护，以及各种状况及运行参数的信号指示等。

chuiji momeiji

锤击磨煤机 (impact mill)

利用高速旋转锤头的动能把煤击碎的机械设备，为高速磨煤机。锤击磨煤机的结构见图，在磨煤机壳体中的转子上装有若干排活动的锤杆，锤杆端部装有可更换的锤头。当转子以高速（590～980r/min）旋转时，锤头以约80m/s的线速度运动，利用其动能把煤击碎。



锤击磨煤机

1—锤子；2—护板；3—粗粉分离器

锤击磨煤机在俄罗斯和德国应用较多，主要用于磨制高水分褐煤，也有少数用于磨制烟煤。按热干燥剂引入方式，可分为轴向进风、切向进风和轴、切向联合进风三种。轴向进风自身通风能力较强；切向进风机械结构较合理，轴承工作条件得到改善，轴长度也可短些，磨煤电耗也较轴向进风低。

锤击磨煤机可配置竖井式分离器和惯性分离器。合格的煤粉随干燥剂通过燃烧器进入锅炉炉膛，不合格的粗粉粒回落重新磨制。竖井式分离器用于小容量磨煤机，煤粉较粗（$R_{90}>45\%$），锅炉容量在250t/h以下。当锅炉容量更大时，对褐煤、页岩及泥煤采用惯性分离器较为合理。锤击磨煤机自身送风压头很低，只能配以低阻力的粗粉分离器和燃烧器。锤击磨煤机由于转速高，锤击磨损很严重，寿命一般只有800h，需要经常停磨更换。

随着风扇磨煤机的发展和完善，锤击磨煤机的应用逐渐减少。

ciguolü

磁过滤 (magnetic filter)

通过磁性介质捕集凝结水中的含铁腐蚀产物，从而使凝结水水质得到净化的一种过滤技术。

根据磁性介质的获磁方式不同，分为永磁性过滤器和电磁过滤器两种。

（1）永磁性过滤器。在过滤器内装填磁棒或磁板，作为磁性介质来吸附去除凝结水中的悬浮铁。永磁性过滤器可安装在凝结水管道上，在需要时方便地除去吸附的杂质；或者放置在凝汽器热井中，可定期除去吸附的杂质。因为不需要用电，运行成本低。

（2）电磁过滤器。通电线圈产生的外部磁场使过滤器内的铁磁性滤料获磁，对凝结水中悬浮铁进行吸附去除，线圈产生的热量通过冷却系统冷却。具有耐高温、除铁效率高、占地面积小、运行操作方便、维护简单等特点，使用广泛。

电磁过滤器的结构　主要由立式罐体、层状填充的磁性填料和励磁线圈组成；励磁线圈被上轭铁、下轭铁及屏蔽罩包围；小型电磁过滤器线圈采用空气冷却，大型电磁过滤器线圈要求采用水冷却或油冷却；线圈采用空心铜或铝导线。

电磁过滤器的运行　通常以额定流量下的阻力上升值来确定运行终点，即比初始投运阻力上升值不超过0.05～0.1MPa；也可按出水的铁含量或产水量来确定运行终点。

电磁过滤器停止运行后，需要进行反冲洗。首先用压缩空气擦洗，气压为0.2～0.4MPa，擦洗强度为1500m³/(m²·h)(标准状态下)，擦洗时间为4～6s；再用水进行反冲洗，水冲洗强度为800m³/(m²·h)，反冲洗时间为10～12s。上述操作可重复2～4次，直到满足要求为止。

电磁过滤器的应用　适合于空冷机组凝结水和高温疏水等的处理。但与永磁性过滤器相比，用电量较大。如果主要在机组起动期间使用，可以获得良好的效益。

中国对凝结水电磁过滤技术的研究始于1972年，多年来一直在不断地改进，由早期的钢球型电磁过滤器，到后来的钢毛型电磁过滤器，发展到现在应用最多的高梯度电磁过滤器。

高梯度电磁过滤器采用涡卷钢毛复合基体作为填料，它是铁磁性物质，具有较高的导磁系数，当励磁线圈中通以直流电后，由于这种涡卷钢毛磁性材料的丝径只有几个到几十个微米，所以很快被磁化，并在磁性填料的空隙内形成极高的磁场梯度，所以称为高梯度电磁过滤器。

高梯度电磁过滤器对水中悬浮铁的去除率较高，多用于机组启动时凝结水中铁腐蚀产物的去除，除铁效率可达80%～90%以上。此外，也可用于高温疏水的回收处理。

参考书目

韩隶传，汪德良．热力发电厂凝结水处理．北京：中国电力出版社，2010.

李培元．火力发电厂水处理及水质控制．北京：中国电力出版社，2008.

cili jiance

磁力检测

（magnetic testing）　对铁磁性材料用磁性方法进行检测的无损检测技术。其原理是根据磁化后的铁磁材料或工件在表面或近表面缺陷处形成可检测的漏磁场，此时，在工件表面上喷洒磁粉或用其他方法即可显示出缺陷的位置、形状和大小。磁力检测时，若磁力线与缺陷位置垂直，漏磁场最强，也最有利于缺陷的检出；若与缺陷平行，则无漏磁场产生，该缺陷便漏检。

磁力检测方法　主要是磁粉法，此外还有利用检测元件探测漏磁场的方法，包括录磁检测法、电磁感应法和线圈检测法、磁敏元件检测法。

磁粉法　在磁力检测中应用最普遍的方法。检测步骤为：①采用励磁线圈或外磁场使检测构件磁化；②在被检构件表面施加磁粉或磁粉悬浮液；③观察被检验构件表面的磁粉积聚痕迹。

录磁检测法　把具有高矫顽力和剩磁的磁带贴在被检构件上，然后对其适当磁化。构件磁化时产生的漏磁现象被记录在磁带上，然后通过回放磁头，将磁带上所记录的磁迹变成电信号显示在荧光屏上，也可以使用记录仪获得缺陷漏磁场的完整曲线或图像，从而确定缺陷的部位、性质和大小。

电磁感应法　将检测线圈靠近漏磁场，使线圈与构件相对移动，就能检测出缺陷部位的漏磁。线圈检出缺陷的灵敏度除取决于线圈匝数、面积及磁场分布外，还与线圈的相对运行速度有关。

磁敏元件检测法　磁敏元件即磁电转换元件。用于检测的磁敏元件有霍尔元件和磁敏二极管。磁电转换元件检出漏磁场的信号电压与元件相对磁场的运行速度无关。

磁力检测装置　为了适应各种工件的检测，发展了多种检测设备，通常分为固定式、移动式和便携式三种。其中便携式设备称为磁力检测仪。主要组成部分为磁化电源和实现磁化时所用的线圈或磁轭。小型电磁轭（即磁化构件时所用的组合磁化电极）及与其有关的检测设备通常以提升力作为主要的技术指标。它标志着磁化工作能力，提升力大小与磁感应强度的平方成正比。交流磁轭要求间距为75～150mm时，提升力至少为44N；直流磁轭则要求提升力至少为177N。

电厂应用　由于磁力检测具有直观、高灵敏度（可发现尺寸为微米级的表面缺陷）、操作简单以及不受构件大小和尺寸的限制等优点，在电力工业中得到广泛应用。如锅筒下降管孔周围苛性脆化裂纹检查，汽轮机主轴叶轮和叶片检查，表面裂纹深度和裂纹倾角测量，汽缸结合面和内外表面裂纹检查，非奥氏体钢管道、弯头、三通表面和焊缝裂纹检查，以及水轮机、涡轮机叶片裂纹检查等。

citongbu xiezhen

次同步谐振

（subsynchronous resonance）　当有串联电容补偿的电力系统受到扰动发生电感电容谐振时，其谐振频率与汽轮发电机组的轴系扭振某一振型的频率之和接近或等于系统的同步频率时所发生的谐振。电力系统功率控制设备，如高压直流输电系统、静止无功补偿系统等控制设备，与汽轮发电机组轴系发生相互作用，也可能引起次同步谐振。

汽轮发电机组轴系包括汽轮机的各级转子和发电机及励磁机的转子，它们构成像用弹簧连接的多质量扭转振荡系统，其固有自由振荡频率 f_m 有好几个，而且低阶振型的频率往往低于电力系统的同步频率 f_s。当汽轮发电机组发生轴系扭振时，发电机的转子磁场对电枢来讲是以 $f_s \pm f_m$ 频率旋转，电枢电流也就有这两个频率。当电力系统的电感电容谐振频率 f_e 接近或等于 $f_s - f_m$ 时，就会发生次同步谐振。电力系统的电磁谐振与汽轮发电机组轴系扭振互相激

励，致使轴系扭转应力增大，严重时可使发电机的转轴遭受损害。在20世纪70年代初，美国莫哈维（Mohave）电厂曾先后发生过两次次同步谐振，两台发电机的发电机和励磁机之间的轴段先后发生严重的裂纹。

防止或抑制次同步谐振的对策有：①在发电机转子上加装阻尼绕组；②在升压变压器高压绕组中性点侧加装阻塞滤波器；③在发电厂加装动态稳定器（SSR-DS）并通过变压器并联接在高压母线上；④在发电机励磁系统附加励磁阻尼控制（SEDC）；⑤选用可控串补（TCSC）；⑥改变运行方式。

对存在次同步谐振风险的汽轮发电机，应加装轴系扭转振动监测保护装置（TSR），连续监视汽轮发电机轴系扭振，对次同步谐振的振动转矩对转轴寿命的影响进行分析并记录，当轴系扭振疲劳损害达到事先设定的水平时提供跳闸指令，以保护机组。

cufen fenliqi

粗粉分离器 （classifier） 将磨煤机送出的煤粉中的不合格粗粉从气粉混合物中分离出来，送回磨煤机继续磨碎的装置。分离原理有重力分离、惯性分离和离心分离。粗粉分离器通常以一种分离方式为主，兼有其他分离方式。粗粉分离器的性能对制粉系统的性能影响极大，好的粗粉分离器应有较小的阻力、较高的煤粉细度改善指数和煤粉均匀性改善指数，并且性能应稳定和耐用。常用的粗粉分离器有离心式、回转式、组合式和惯性分离器等几种。

离心式粗粉分离器 径向离心式粗粉分离器结构如图1所示。从磨煤机出来的煤粉和干燥剂的混合气流，垂直向上经进口管进入分离器外锥，由于通道截面扩大，流速降低，部分粗煤粉因重力作用被分离出来；气流由外锥流向叶片及由叶片流向出口管时，气流转向产生惯性力，起再次分离作用；气流进入内锥通过叶片的引导产生旋转运动，粗煤粉因离心力继续被分离出来。运行中可通过改变叶片角度，增加或降低气流旋转强度来调节煤粉细度。在径向离心式粗粉分离器之后，开发出了轴向叶片粗粉分离器，如图2(a)所示。叶片置于内、外锥之间，由于气流旋转提前，延长了煤粉颗粒的分离路程，分离效果加强。同时由于气流路线的改变及进出口管径的扩大，使分离器阻力降低。近年来，又开发了串联双轴向式粗粉分离器，如图2(b)所示。即在内、外锥之间的下部又增加了一节轴向叶片。由于气流从下部即开始旋转，进一步延长了煤粉颗粒的分离路程；同时在内、外锥之间由于气流旋转而使气流分布均匀（原气流贴内锥流动），有利于内、外锥之间的重力分离及阻力的降低。另外由于该分离器将内锥下部的回粉间隙取消，避免了回粉间隙的堵塞带来分离效果波动的问题。

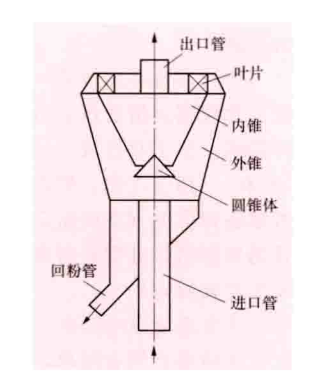


图1 径向离心式粗粉分离器

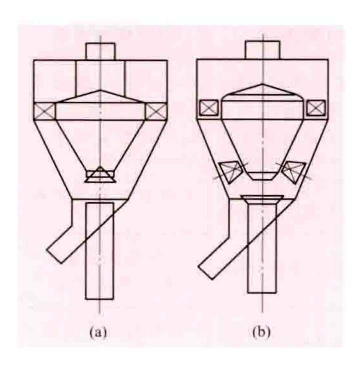


图2 轴向叶片粗粉分离器
(a) 单轴向式；(b) 串联双轴向式

回转式粗粉分离器 如图3(a)所示。分离器壳体内装一个由电动机带动的由多枚叶片制成的转子。气粉混合物受到旋转转子的带动，从而产生较强的离心分离作用；混合气流通过叶片间隙时，较粗颗粒煤粉又会被叶片撞击失去动能而分离出来。通过改变转子转速可调节煤粉细度。这种分离器尺寸紧凑、阻力小、煤粉细度调节灵敏。但由于存在转动部件，增加了维护量和故障率。

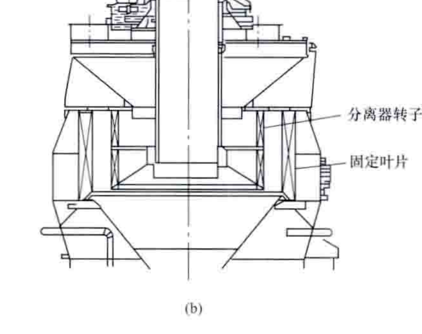


图3 回转式粗粉分离器
(a) 回转式；(b) 组合式

组合式粗粉分离器 回转式和离心式的组合，如图3(b)所示。气流从进入静止叶片前开始拐弯，一直到气流离开出口之前又通过回转叶片，得到进一步的旋转，分离路程较长，分离效果得到加强，煤粉均匀性改善较大，而且可以获得极细（R_{90}达5%）的煤粉。这在利用燃烧措施降低NO_x中减少飞灰未燃损失是有利的。

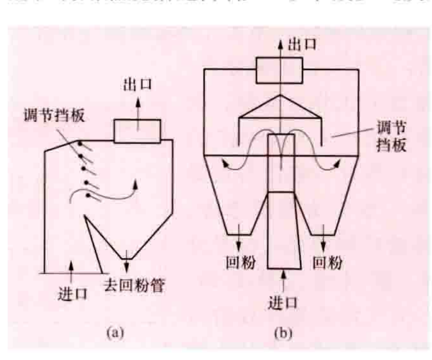
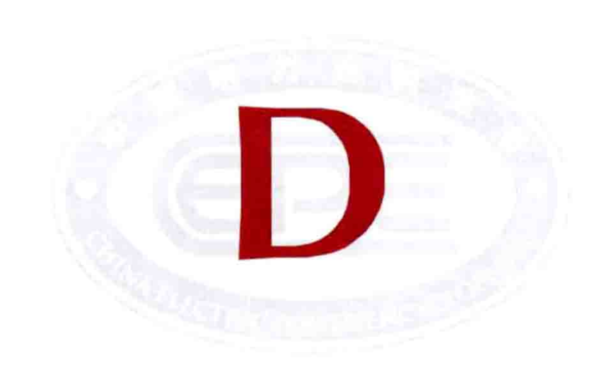


图4 惯性粗粉分离器
(a) 单流道；(b) 双流道

惯性粗粉分离器 分单流道和双流道两种，如图4所示。该分离器装于风扇磨煤机上，借助调节挡板使气流转向，利用产生的惯性力将粗粒煤粉分离出来。改变调节挡板的角度可以调节煤粉细度。这种分离器虽然体积较大，但结构简单、阻力小，适用于允许煤粉较粗的褐煤。双流道惯性分离器阻力比单流道分离器略大，但煤粉均匀性较好。



daqi huanjing yingxiang yuce yu pingjia

大气环境影响预测与评价 (atmospheric environment impact forecast and assessment) 通过预测建设项目或区域、流域规划对评价区域大气环境影响的程度和范围，结合建设项目或区域、流域规划所在区域的地理位置、气象条件、地形特征以及大气环境质量现状，从大气环境影响的角度，对建设项目或区域、流域规划选址和建设规模的合理性、污染防治措施的有效性进行评价。大气环境影响预测与评价是环境影响评价的重要内容。

HJ 2.2—2008《环境影响评价技术导则 大气环境》规定了大气环境影响评价的内容、工作程序、方法和要求，适用于建设项目的大气环境影响评价。区域和规划的大气环境影响评价也可参照执行。

大气环境影响预测与评价一般包括：①区域环境特征调查；②大气污染物源强与排放源参数的确定；③确定预测因子、评价工作等级与评价范围；④预测方法、模型和参数的选取；⑤大气环境影响预测；⑥大气环境影响评价。

区域环境特征调查 主要包括：气象资料获取（见气象资料）、地形特征调查与地形数据收集（见地表参数）、大气环境污染源现状调查（见污染源现状调查）、大气环境质量现状调查与大气环境保护目标调查（见环境现状调查）等。区域环境特征调查是大气环境影响预测与评价的基础性工作，可根据评价等级要求，确定调查的深度和广度。

大气污染物源强与排放源参数的确定 大气排放源强与排放源参数可通过工程分析确定，是大气环境预测与评价的重要环节。具体包括：①大气污染源分类。按照大气污染源的排放方式分为点源、面源、线源、体源四种类别。火力发电厂的排气筒（常称为烟囱）排放一般作为点源考虑，煤场、灰渣场一般作为面源考虑。按照大气污染物的排放时间特征，也可分为连续源、间断源、瞬时源三种类别。②大气污染物分类。大气污染源排放的污染物（也称为污染因子）按其形态分为颗粒物污染物和气态污染物，其中粒径小于15μm 的颗粒物污染物亦可划为气态污染物，粒径大于 15μm 的颗粒物污染物应给出其粒径分布。按照其种类分为常规污染物和特征污染物。其中常规污染物指 GB 3095《大气环境质量标准》中所规定的二氧化硫（SO_2）、颗粒物（TSP、PM10）、二氧化氮（NO_2）、一氧化碳（CO）等污染物，特征污染物指项目排放的污染物中除常规污染物以外的特有污染物。③污染物源强。测算方法通常有物料衡算法、类比法、经验系数法等三种。④其他排放源参数。点源一般包括排气筒底部的中心坐标及海拔高度、排气筒几何高度及出口内径、排气筒出口处烟气温度及烟气量、烟气的排放速率等参数，同时应给出其排放工况，对于间断源，应给出其时间排放系数。面源一般包括起始点坐标、面源所在位置的海拔高度、初始排放高度、排放速率、矩形面源的长度及宽度、近圆形面源的中心点坐标及半径、多边形面源的顶点数或边数，以及各顶点坐标等参数，同时也应给出其排放工况。

确定预测因子、评价工作等级与评价范围 预测因子为项目排放的主要污染物，包括常规污染物和特征污染物。评价工作等级按照 HJ 2.2—2008《环境影响评价技术导则 大气环境》中的评价工作分级判据进行分级，原则上由估算模式确定。评价范围由评价工作等级确定，其直径或边长一般不应小于 5km。

预测方法、模型和参数的选取 预测方法可分为物理方法、经验方法、数学方法三大类。物理方法是指利用风洞或水槽等实验设备进行物理模拟的方法（见环境风洞实验）。经验方法是在统计、分析历史资料的基础上，给出定性或半定量结果的预测方法。数学方法是指利用数学模型进行计算或模拟的方法。由于计算机技术的发展，数学方法应用得较为普遍。

大气环境影响预测 根据项目的具体情况设定预测情景。常规预测情景组合分为新增污染源（正常排放）、新增污染源（非正常排放）、削减污染源（若有）、被取代污染源（若有）、其他在建、拟建项目相关污染源（若有）等，同时考虑各种排放方案的组合。常规预测情景组合见下表（按设计的预测情景分别进行模拟计算，所采用的大气扩散模式见大气扩散模式）。

大气环境影响评价 综合考虑大气环境影响预测结果和大气环境现状调查结果，从项目的选址、污染源的排放强度与排放方式、污染防治措施等方面评价排放方案的优劣，如存在问题，应提出解决方案。对解决方案进行进一步预测与评价，并给出最终的推荐方案。

常规预测情景组合

序号	污染源类别	排放方案	预测因子	计算点	常规预测内容
1	新增污染源（正常排放）	现有方案/推荐方案	所有预测因子	环境空气保护目标 网格点 区域最大地面浓度点	小时平均质量浓度 日平均质量浓度 年均质量浓度
2	新增污染源（非正常排放）	现有方案/推荐方案	主要预测因子	环境空气保护目标 区域最大地面浓度点	小时平均质量浓度
3	削减污染源（若有）	现有方案/推荐方案	主要预测因子	环境空气保护目标	日平均质量浓度 年均质量浓度
4	被取代污染源（若有）	现有方案/推荐方案	主要预测因子	环境空气保护目标	日平均质量浓度 年均质量浓度
5	其他在建、拟建项目相关污染源（若有）		主要预测因子	环境空气保护目标	日平均质量浓度 年均质量浓度

daqi kuosan moshi

大气扩散模式 (atmospheric dispersion model) 对排入大气的污染物在大气中传输、扩散、转化和清除等物理、化学机制的一种数学描述。

发展过程 大气扩散模式在中国环境影响评价中的应用，总体上可分为两个阶段。第一阶段自中国开展环境影响评价工作起至2008年，该阶段以高斯烟羽模式为主导。高斯烟羽模式（常被称为第一代模式）是一种定常（稳态）的正态烟羽扩散模式。模式中划分大气稳定度常采用F. 帕斯奎尔（F. Pasquill）方法，该方法选择风速和辐射状况作为划分稳定度等级的指标，将稳定度划分为极不稳定（A）、中等不稳定（B）、弱不稳定（C）、中性（D）、弱稳定（E）、稳定（F）六个等级。模式中水平方向和垂直方向的扩散参数s_y、s_z是距离和大气稳定度的函数，还与地形条件有关。其常用描述方法有帕斯奎尔-吉福德曲线法和幂指数法。1993年发布的HJ/T 2.2—1993《环境影响评价技术导则 大气环境》将该模式作为推荐模式。第二阶段以2008年底发布的HJ 2.2—2008《环境影响评价技术导则 大气环境》为起点，该标准给出了一系列适用于不同条件的推荐模式，标志着中国环境影响评价所采用的法规空气质量模式已进入第二代。

预测模式 包括估算模式SCREEN3和进一步预测模式AERMOD、ADMS和CALPUFF，进一步预测模式可根据预测对象、范围和流场条件等选取。

SCREEN3估算模式 是一种单源预测模式，可计算点源、面源和体源等污染源的最大地面浓度，以及建筑物下洗和熏烟等特殊条件下的最大地面浓度。估算模式中嵌入了多种预设的气象组合条件，包括一些最不利的气象条件，该类气象条件在某个地区有可能发生，也有可能不发生。因此，应用估算模式无需输入项目所在区域的气象资料，其预测结果比较保守，大于进一步预测模式的预测结果。估算模式适用于评价工作等级及评价范围的确定。

AERMOD模式系统 由美国气象学会（AMS）与美国国家环保局（EPA）合作成立的法规模式改进委员会（AERMIC）开发。AERMOD模式系统包括AERMOD扩散模式和两个预处理模块，即AERMET气象预处理和AERMAP地形预处理模块。

AERMOD扩散模式是一种定常（稳态）的烟羽扩散模式。其主要特点为：①将地面感热通量H作为判别大气稳定度的重要指标，将大气稳定度分为稳定、近中性、不稳定三大类，摒弃了帕斯圭尔离散化的稳定度分类方法；用以确定湍流扩散系数的边界层参数采用连续性普适函数或无量纲表达式的形式，由常规地面和高空气象资料参数化得出，摒弃了跃变式帕斯奎尔曲线或幂指数形式的扩散参数体系。②在对流边界层（CBL）中，浓度在水平方向仍假定为正态分布，但垂直方向则用一个双正态概率密度函数（PDF）来描述；在稳定边界层（SBL）中，浓度在垂直和水平方向均假定为正态分布。③考虑了对流条件下浮力烟羽和混合层顶的相互作用，其中包括因热浮力引起的烟羽滞后反射，烟羽部分或全部穿透混合层顶进入混合层顶以上的逆温层，以及这些穿透的烟羽有可能再进入混合层等情形。④对简单地形和复杂地形进行了一体化的处理，利用流线分层高度和流场分解的方法处理复杂地形问题。⑤可处理建筑物背风涡和尾流的影响，即烟羽下洗问题。⑥考虑了干、湿沉降以及简单的化学反应等。

AERMOD模式系统可用于模拟点源、面源、体源等排放出的污染物在短期（小时浓度、日平均）、长期（季平均、年平均）的浓度分布，适用于50km范围内的农村地区和城市地区、简单地形和复杂地形、地面源和高架源等多种排放扩散情形的模拟和预测。

ADMS模式系统 由英国剑桥环境研究公司（CERC）与英国气象局，以及Surrey大学等机构合作开发，已形成ADMS模式系列，包括ADMS-Screen（ADMS-筛选）、ADMS-Industrial（ADMS-工业）、ADMS-Roads（ADMS-道路）、ADMS-EIA（ADMS-环境影响评价）、ADMS-Urban（ADMS-城市）等。ADMS-EIA模式系统以定常（稳态）的烟羽扩散模式为主体，同时包含气象资料预处理模块。ADMS-EIA模式与AERMOD模式在处理稳定度分类、边界层参数化、热烟羽部分穿透混合层、复杂地形修正、建筑物尾流影响等方面的思路较为相近，但所选用的参数、采用的方法均有所区别，该模式同样也考虑了烟羽下洗，干、湿沉降，以及简单的化学反应问题，同时还考虑了重力沉降问题。其主要特点为：①应用混合层高度h和Monin-Obukhov长度L表征边界层特征参数，将大气稳定度分为稳定、近中性、不稳定三大类；用以确定湍流扩散系数的边界层参数采用连续性普适函数或无量纲表达式的形式，由常规地面和高空气象资料参数化得出，但该模式在简单地形条件下，可以不调查高空气象探测资料。②在不稳定条件下垂直扩散采用倾斜式的高斯模式。③引入穿透系数的概念，热浮力引起的烟羽达到混合层顶后，进行部分穿透的简单处理。④耦合轨迹模型和箱式模型用于考虑简单的化学转化。⑤内嵌街道窄谷模型用于线源预测计算。⑥可以作为一个独立的系统使用，也可以与一个地理信息系统联合使用。

该模式系统同样可用于模拟点源、面源、线源和体源等排放出的污染物在短期（小时浓度、日平均）、长期（季平均、年平均）的浓度分布，适用于50km范围内的农村地区和城市地区、简单地形和复杂地形、地面源和高架源等多种排放扩散情形的模拟和预测。

CALPUFF模式系统 由西格玛研究公司（Sigma Research Corporation）开发。CALPUFF模式系统包括CALMET、CALPUFF、CALPOST三部分。CALMET是气象模型，包括诊断风场模块和微气象模块。诊断风场模块对初始猜测风场［一般利用美国国家大气研究中心（NCAR）和宾夕法尼亚州立大学联合开发的第4、第5代中尺度天气预报模式MM4或MM5中的网格风场作为初始猜测风场］进行地形动力学、坡面流、地形阻塞效应调整，产生第一步风场，导入常规地面和高空气象资料通过插值、平滑、垂直速度计算、辐散最小化等处理产生诊断风场；微气象模块根据参数化方法，利用地表热通量、混合层高度、摩擦速度、对流速度、Monin-Obukhov长度等参数描述边界层结构。CALPUFF是三维非稳态拉格朗日烟团扩散模型，利用CALMET生成的风场和温度场文件，输送污染源排放的污染物烟团，模拟扩散和转化的过程。CALPOST为后处理模块。

CALPUFF模式可模拟几十米至几百千米中尺度范围，能模拟静小风、熏烟、环流和海岸效应等非稳态情形，也能模拟二次污染颗粒浓度，以及次层网格尺度的地形处理。此外，CALPUFF模式还具有长距离模拟的计算功能，可模拟污染物干湿沉降、化学转化以及颗粒物浓度对能见度的影响。

daqi wuranwu zonghe paifang biaozhun

大气污染物综合排放标准 (integrated emission standard of air pollutants) 为防治大气污染，保护和改善生活环境和生态环境，保障人体健康，对排入环境的大气污染物浓度限值、监测和监控要求所做的规定。

GB 16297—1996《大气污染物综合排放标准》自1997年1月1日起实施。

该标准适用于现有污染源大气污染物排放管理，以及建设项目的环境影响评价、设计、环境保护设施竣工验收及其投产后的大气污染物排放管理。

中国在控制大气污染物排放方面，除以GB 16297—1996《大气污染物综合排放标准》作为综合性排放标准外，还有若干行业性排放标准共同存在，即除若干行业执行各自的行业性国家大气污染物排放标准外，其余均执行《大气污染物综合排放标准》。在中国现有的国家大气污染物排放标准体系中，按照综合性排放标准与行业性排放标准不交叉执行的原则，该标准实施时已有的行业性国家大气污染物排放标准，按其适用范围的规定不执行该标准；该标准实施后再行发布的行业性国家大气污染物排放标准，按其适用范围规定的污染源不再执行该标准。

标准规定了33种大气污染物的排放限值，同时规定了标准执行中的各种要求。其指标体系为最高允许浓度、最高允许排放速率和无组织排放监控浓度限值。

标准设置三项指标：①通过排气筒排放的污染物最高允许排放浓度。②通过排气筒排放的污染物，按排气筒高度规定的最高允许排放速率。任何一个排气筒必须同时遵守上述最高允许排放浓度和最高允许排放速率两项指标，超过其中任何一项均为超标排放。③以无组织方式排放的污染物，规定无组织排放的监控点及相应的监控浓度限值。

标准规定的最高允许排放速率，现有污染源分为一、二、三级，新污染源分为二、三级。按污染源所在的环境空气质量功能区类别，执行相应级别的排放速率标准，即：位于一类区的污染源执行一级标准（一类区禁止新、扩建污染源，一类区现有污染源改建时执行现有污染源的一级标准）；位于二类区的污染源执行二级标准；位于三类区的污染源执行三级标准。

两个排放相同污染物（不论其是否由同一生产工艺过程产生）的排气筒，若其距离小于其几何高度之和，应合并视为一根等效排气筒。工业生产尾气确需燃烧排放的，其烟气黑度不得超过林格曼1级。

火电厂的烟气污染物排放限值执行《火电厂大气污染物排放标准》，但火电厂的煤场、灰场等无组织污染物排放源（颗粒物）需执行大气污染物综合排放标准。标准对火电厂无组织颗粒物排放监控浓度限值为：周界外浓度最高点颗粒物浓度小于1.0mg/m³。该限值也用于火电厂建设项目的环境影响评价、竣工环境保护验收及环境保护管理等方面。

darongliang youjinshi dianli bianyaqi anzhuang

大容量油浸式电力变压器安装 (installation of large capacity oil immersed power transformer) 大容量油浸式电力变压器安装工作包括本体就位、安装前检查与保管、绝缘油净化处理、附件检查与试验、器身检查、附件安装、抽真空和真空注油、热油循环、整体密封试验、静置排气和油位调整、电气交接试验等作业内容。

见《输电与配电卷》变压器安装、变压器试验。

daxing shuibeng anzhuang

大型水泵安装 (large water pump installation) 大型水泵的叶片直径一般为1200mm以上，按其布置形式分卧式泵和立式泵；按其结构形式和工作原理分单层壳体泵、多层壳体泵、单级泵、多级泵和离心泵、轴流泵及混流泵等；按泵的转速分为定速泵和调速泵；按泵的驱动形式分电动泵和汽动泵。电厂中扬程最大的泵是给水泵，流量最大的泵是循环水泵，其他比较大的水泵还有凝结水泵。大型水泵的泵体与其驱动装置一般分体供货，循环水泵由于体积较大及现场安装条件限制，其泵体一般分段供货。大型水泵需在现场进行找正安装，主要包括安装前检查、调整垫板或垫铁安装、泵组设备的就位、找正和连接几个工序。

安装前检查 安装前应对水泵的驱动装置（电动机、给水泵汽轮机）、液力联轴器、水泵本体及配套的附属设备进行清理检查，确认其符合生产厂家及相关规范要求。重点检查设备的清洁度、轴承的油隙及紧力、联轴器的外圆晃度及瓢偏、动静部件的间隙、冷油器的严密性等。泵体设备如需解体检查，应认真检查泵体各结合面的不平行度和表面粗糙度，逐级检查各叶轮间的轴向、径向间隙，窜动间隙和平衡盘位置，检查调整轴、密封环、平衡盘紧态晃动和跳动等。水泵解体后的装复应保证各结合面同心对称和均匀紧密，在运行时不发生泄漏及摩擦事故；水泵装复过程中安装轴瓦时应做抬轴试验，以保证转子对静子的几何中心位置正确；水泵全部装复完成后盘动转子检查，不应有异常声响或卡涩现象。

调整垫板或垫铁安装 对土建移交后的基础进行复验，确认满足安装要求；凿毛二次浇灌混凝土接触表面并将基础清理干净；基础划线；凿平调整垫板或垫铁处的混凝土表面；设置调整垫板或垫铁并将其找正找平后，确保调整垫板或垫铁与基础接触密实，四角无翘动现象。

泵组设备的就位、找正和连接 水泵本体、电动机、液力联轴器、给水泵汽轮机等泵组设备分别就位，利用设置在基础上的调整垫板或垫铁对设备进行找正找平，确保安装位置正确，泵组轴系中心正确。联轴器中心包括端面平行度和同心度调整。联轴器中心应在管道连接完成和设备灌浆后复核。

对于分段供货的循环水泵，在现场进行泵轴连接时应注意泵轴连接时的晃动度，必须确保满足设计要求。

水泵附属系统安装 大型水泵一般都辅有冷却水系统、密封水系统和油系统等。这些系统的设备及管道的安装一般在主体设备安装基本完成后进行。安装时应保证系统的清洁

度和严密性，对系统进行冲洗，油系统需进行油循环冲洗至合格。

dazhou baosi

大轴抱死 (shaft lock) 由于汽轮机汽缸、轴封的异常冷却造成汽缸、轴封的变形较大，使汽轮机动静间隙消失发生严重的动静摩擦，造成机组转速下降至零且盘车无法投运的现象。大轴抱死多发生在停机后盘车状态或机组起动初期暖机过程中，如处理不当，严重的动静摩擦会造成设备损坏，引发主轴弯曲事故。

引起大轴抱死的原因 主要有：①机组停机盘车运行状态，轴封供汽中带水或过热度太低，造成轴封温度急剧下降，轴封处动静间隙消失，轴封齿抱死转子；②停机时的异常操作，造成上下缸温差大，引起汽缸的异常变形，使汽轮机动静间隙消失，转子叶片与静叶之间卡死，这种情况易发生在热态或者极热态起动暖机过程中，过热度太低的主蒸汽漏入汽缸；③顶轴油管破裂或顶轴油系统故障，大轴不能被顶起，轴承与转子摩擦力过大，导致停机后盘车无法正常投运；④轴承的异常造成停机后转速惰走至零，盘车无法投运。如轴瓦乌金裂碎，无法建立顶轴油膜。

大轴抱死后的处理 主要有：①汽轮机发生大轴抱死，严禁强行盘车，避免严重的动静摩擦造成设备损坏；②如果确定是轴瓦损坏或顶轴油压不足，使转子无法顶起造成盘车不能投运，则消除轴瓦或油管缺陷；③如果轴封异常冷却或汽缸的异常变形造成大轴抱死，采取闷缸措施，切断进入汽缸的所有汽源，逐步消除上下缸温差，润滑油系统停运，使转子、汽缸缓慢冷却；④逐渐尝试手动盘车，转子温度下降至一定程度，每间隔 1h 尝试手动盘车一次，并测量转子晃度，如果能够手动盘车，每 30min 翻转转子 180°，至能够连续手动盘车。手动盘车至转子晃度下降至允许范围时，投入连续盘车。

防止大轴抱死的措施 主要有：①防止轴封供汽中带水，防止过热度较低的蒸汽进入轴封；②热态或极热态起动暖机过程中，避免过热度太低的主蒸汽漏入汽缸；③利用检修机会，检查并消除轴瓦、顶轴油管路缺陷。

daishi chuchenqi

袋式除尘器 (bag filter) 利用多孔的过滤元件从含尘气体中捕集粉尘的一种除尘设备。

袋式除尘器在燃煤电厂锅炉和垃圾焚烧炉的烟气除尘中得到广泛应用，除尘效率在 99.9% 以上，烟尘排放浓度小于 $20mg/m^3$。袋式除尘器的运行阻力在 900～1500Pa 之间，过滤风速（气布比）一般取 0.8～1.2m/min。滤料使用初期阻力较小，后期由于滤料内部渗入过多的微细尘粒，过滤阻力变大。正常的运行阻力在 1000～1200Pa 之间为宜，阻力过大增加风机能耗，阻力过小则清灰频繁，增加压缩空气耗量、影响滤袋使用寿命。

结构与原理 袋式除尘器通常由气流分布导流装置、上箱体（净气室）、清灰喷吹装置、中箱体（过滤室）、灰斗和自控系统组成。

含尘烟气由烟道经气流分布导流装置进入中箱体（过滤室），经滤袋过滤后的洁净烟气由袋口进入上箱体（净气室），由排气口排出。烟尘附着在滤袋外表面，随着过滤的进程，滤袋外表面的积灰越来越多，阻力越来越大，当达到一定的设定阻力后，由自动清灰系统将压缩空气或其他气体从袋口喷入（或吹入）滤袋，对滤袋进行清灰。被清下来的灰落入灰斗由卸灰装置排入输灰系统。滤袋和袋笼挂在花板上，花板将净气室和过滤室上下分开。

袋式除尘器的运行是过滤和清灰交替进行的非稳定过程。过滤和清灰是袋式除尘器的两大功能。

滤袋是袋式除尘器的“心脏”，是袋式除尘器长期可靠运行的关键。滤料的材质及加工处理一定要适合锅炉烟气的工况条件，应具有耐高温、耐氧化、拒水、抗腐蚀等特性。燃煤电厂通常采用 PTFE 基布和以 PPS 材质为主的复合针刺毡滤料，一般能保证使用 3 年以上。

类型与性能 大型袋式除尘器处理的烟气量一般大于 100 万 m^3/h，主要用于燃煤锅炉和钢铁、水泥等炉窑的烟气除尘。燃煤电厂常用的袋式除尘器有大型脉冲袋式除尘器或分室回转切换定位反吹袋式除尘器，其中脉冲袋式除尘器又分为固定管喷吹和回转管喷吹两种。

固定管脉冲袋式除尘器（见图 1）不设烟气总管和支管，在进口喇叭内设气流分布导流装置，将含尘气流从正面、侧面和下面输送到不同位置的滤袋，既避免含尘气流对滤袋的冲刷，也减缓含尘气流自上而下的流动，从而减少粉尘的再次附着。该除尘器依靠低压脉冲喷吹装置采用固定式喷吹管在线清灰，喷吹清灰压力一般小于 0.3MPa。

回转管脉冲袋式除尘器将除尘器壳体内部分为几个过滤单元，每个单元有几百至上千条滤袋，沿着多个同心圆布置。滤袋呈椭圆形固定在花板上。滤袋的清灰也是由脉冲喷吹装置实现的。一个过滤单元设一个大型脉冲阀向 2～4 根喷吹管供气，旋转机构带动喷吹管连续转动，脉冲阀则按设定的间隔进行喷吹，在一个清灰周期完成全部滤袋的清灰。回转管脉冲袋式除尘器适用于粉尘剥离条件较好的情况。

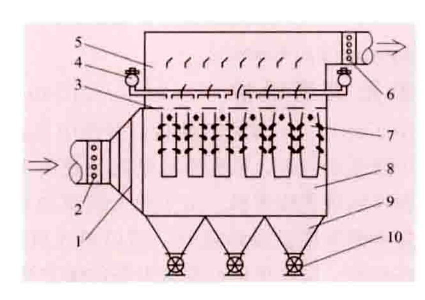


图 1 固定管脉冲袋式除尘器结构

1—气流分布装置；2—进口烟道阀；3—花板；4—喷吹装置；5—上箱体；6—出口烟道阀；7—滤袋和框架；8—中箱体；9—灰斗；10—卸灰装置

分室回转切换定位反吹袋式除尘器采用多单元组合结构（见图 2）。一台除尘器可以有几个独立的仓室，每个仓室设一定数量的过滤单元，每个过滤单元隔成若干个袋室，各有若干条滤袋。滤袋为矩形断面。清灰依靠分室定位反吹机构来实现。每一个过滤单元设一套回转切换定位反吹机构。清灰时，可编程逻辑控制器（PLC）系统令反吹风管旋转，并使反吹风口对准袋室的出风口，持续时间为 13～15s，该滤室便在停止过滤状态下实现清灰。清灰的动力是利用除尘系统主风机前后的压差，必要时增设反吹风机。分室回转切换定位反吹袋式除尘器由于以主风机前

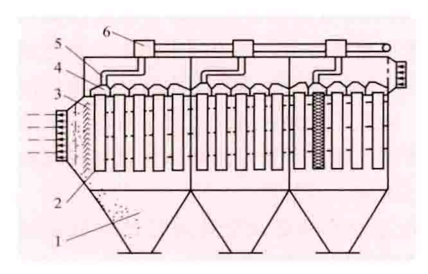


图 2 分室回转切换定位反吹袋式除尘器结构

1—灰斗；2—滤袋和框架；3—导流装置；4—袋式的净气口；5—反吹风管；6—室定位反吹机构

后的压力差为清灰动力，风量较小、能耗少，但清灰强度低、效果较差。

袋式除尘器不受飞灰比电阻和粉尘特性的影响，能稳定地保持高效率除尘，进行高比电阻粉尘捕集，以及在燃用高灰分和低硫煤的锅炉、循环流化床锅炉和干法（半干法）脱硫装置的除尘中效果更好。

历史与发展 中国对袋式除尘器的研究始于 20 世纪 60 年代。20 世纪 80 年代中期至 90 年代中期，国内曾在内江电厂 3 号炉，淮南电厂 12 号炉，南定热电厂 13 号炉，昆明电厂 1、2 号和 7 号炉，巡检司电厂 3 号和 4 号炉，杨树浦电厂尝试采用袋式除尘器。

进入 21 世纪以来，袋式除尘技术发展很快，应用更加广泛。2000 年，内蒙古丰泰电厂 2 台 200MW 机组成功应用袋式除尘器，此后相继有山西漳山电厂 2×600MW 机组等几百台电除尘器改为袋式除尘器和电袋复合除尘器。尤其在 GB 13223—2011《火电厂大气污染物排放标准》实施后，燃煤电厂新建机组更多选用了袋式除尘器。

danyuan jizu baohu

单元机组保护

（boiler-turbine-generator unit protection） 单元机组运行过程中当锅炉或汽轮发电机组发生紧急事故时，根据事故情况迅速将单元机组按预定的保护程序减负荷或停机。由于单元机组中任一设备发生故障都会影响到其他设备的运行，所以单元机组的保护必须与锅炉、汽轮机、发电机以及辅机设备的保护结合起来综合考虑。

机组保护 主要包括：①当汽轮发电机组发生事故紧急停机时，应自动停炉。对于具备快速切负荷（FCB）功能的单元机组，可在发电机断路器断开或汽轮机故障而紧急停机时，自动投入旁路系统，并迅速将锅炉出力降至最低，实现停机不停炉；当 FCB 不成功时，总燃料跳闸（MFT），紧急停炉。②当锅炉发生事故紧急停炉时，应自动停机。

锅炉保护 主要包括：①锅炉蒸汽系统保护（包括主蒸汽压力高保护、再热蒸汽压力高或温度高保护）；②锅炉给水系统保护（包括锅筒水位保护、强制循环锅炉断水保护、直流锅炉断水保护）；③锅炉部分火焰消失保护；④锅炉炉膛安全保护（包括锅炉吹扫、油系统检漏、灭火保护、炉膛压力保护）；⑤锅炉停炉保护。

汽轮机保护 主要包括汽轮机局部保护、紧急停机保护、防进水和冷蒸汽保护（见汽轮机保安系统、发电厂继电保护）。当其内容包含发电机的相关保护时，也称为汽轮发电机组保护。

汽轮机局部保护 一般包括甩负荷时的防超速保护、低压缸排汽防超温保护、抽汽防逆流保护。

汽轮机紧急停机保护 一般包括：①超速保护；②轴向位移过大保护；③凝汽器真空低保护；④润滑油压低保护；⑤控制油压低保护；⑥汽轮机汽缸与转子膨胀差过大保护；⑦轴（承）振动过大保护；⑧支持轴承或推力轴承温度高保护；⑨发电机主保护动作；⑩水内冷发电机断水保护；⑪锅炉 MFT。

汽轮机防进水和冷蒸汽保护 防止汽轮机进水和冷蒸汽是汽轮机的重要保护项目之一。主要措施有：①锅筒或汽水分离器高水位保护；②主蒸汽、再热蒸汽减温水保护；③高/低压加热器、除氧器和抽汽防进水措施；④主蒸汽、再热蒸汽管道防进水措施；⑤汽轮机轴封蒸汽系统防进水措施；⑥汽轮机本体防进水措施。

发电机保护 见发电厂继电保护。

辅机设备保护 大型火力发电机组的辅机很多，容量也较大，一般都有各自的保护系统，如轴流风机保护、给水泵保护等。

轴流风机的失速保护 轴流风机常用做锅炉的引风机或送风机，轴流风机超出一定的运行范围时会发生失速。轴流风机的失速保护应设法限制风机运行进入失速区或在风机上装设失速差压探针，当差压到达失速区时报警，延迟一定时间报警仍未消除则保护动作停风机。

给水泵保护 大容量单元机组的给水泵容量较大，一般应设置相应的保护。对于汽动给水泵，出现下列条件之一者应有停泵保护：①给水泵汽轮机超速；②凝汽器真空过低；③轴向位移过大；④支持轴承或推力轴承温度过高；⑤轴承润滑油压过低等。对于电动给水泵，应设置轴承润滑油压过低停泵保护，还可设置上述③、④项停泵保护。根据给水泵的特点和制造厂的规定，有时还可考虑设置其他停泵保护项目，如再循环阀门应开而未开、给水泵出口压力过低、电动给水泵的冷却水中断等。

此外，也有单独将旁路保护、空冷系统防冻保护、除氧器压力和水位保护等（加热器水位保护）划分为热力系统保护。

danyuan jizu xietiao kongzhi xitong

单元机组协调控制系统

（unit-coordinated control system） 单元机组运行时，锅炉和汽轮发电机组共同适应电网的负荷要求，同时保持机组安全稳定运行的控制系统，常简称为协调控制系统（coordinated control system，CCS）。

系统组成 图 1 所示为一个单元机组协调控制系统结构，主要包括主控系统、锅炉控制系统和汽轮机控制系统。

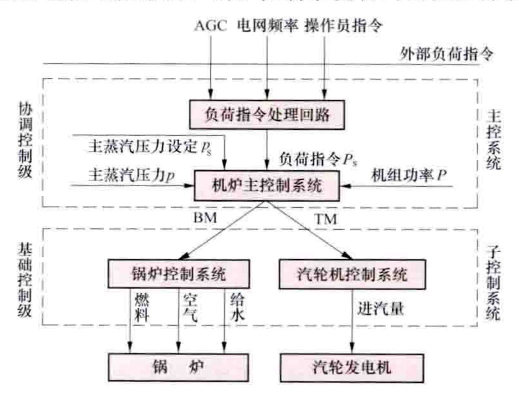


图 1 单元机组协调控制系统组成

主控系统　也称负荷控制系统，由负荷指令处理回路、机炉主控制系统（锅炉主控系统和汽轮机主控系统）组成。它根据单元机组的运行工况和变负荷能力，对下一级的锅炉和汽轮机控制系统分别给出锅炉和汽轮机负荷指令。主控系统一般应具有的功能包括：①负荷要求指令的选择和处理；②快速减负荷；③快速切除负荷；④控制方式的选择；⑤负荷指令的增减方向闭锁等。

（1）负荷要求指令的选择和处理：根据机组的运行状态和电网对单元机组的要求，可在来自电网调度中心指令、机组操作员指令或电网频率自动调节中选择一种或一种以上的指令。

（2）快速减负荷：当锅炉或汽轮机的部分辅机故障时，使负荷指令自动以预定的速率减少到适当水平，使机组在较低负荷下继续运行。

（3）快速切除负荷：当电气或汽轮机方面发生故障（例如发电机与电网解列），在较短时间内使锅炉维持能稳定运行的最低负荷（汽轮发电机停机或只供厂用电）。

（4）控制方式的选择：根据机组运行状况，选择合理的负荷控制方式。

（5）负荷指令的增减方向闭锁：当锅炉或汽轮机的某种辅机已达到预设的最大或最小出力限值时，对机组负荷指令的继续增加或减少加以限制。

锅炉控制系统　当锅炉负荷指令改变时，使锅炉的燃料量、送风量、引风量、给水量、喷水量等协调改变并保持锅炉各运行参数等于设定值。见锅筒锅炉模拟量控制系统、直流锅炉模拟量控制系统、循环流化床锅炉模拟量控制系统。

汽轮机控制系统　见汽轮机控制系统。

单元机组的负荷控制方式　单元机组适应负荷要求的控制方式有基本方式、锅炉跟随、汽轮机跟随和协调控制四种方式。

基本方式　锅炉主控制器和汽轮机主控制器都在手动控制方式，锅炉负荷指令和汽轮机负荷指令由操作员手动给定。

锅炉跟随方式　锅炉单独自动控制主蒸汽压力，此时汽轮机单独自动控制负荷或在协调控制系统中汽轮机主控不能投入自动状态的一种运行方式。

汽轮机跟随方式　汽轮机单独自动控制主蒸汽压力，此时锅炉单独自动控制负荷或在协调控制系统中锅炉主控不能投入自动状态的一种运行方式。

协调控制方式　根据负荷指令和机组实际输出功率之间的偏差，以及汽轮机前主蒸汽压力与其设定值之间的偏差，使锅炉和汽轮机的自动控制系统协调地同时改变汽轮机的调节汽阀开度和锅炉的燃烧率（和其他调节量），使汽轮机前汽压的动态偏差较小而功率响应较快的一种运行方式。

协调控制的原理　为了实现单元机组的协调控制，控制系统的设计可以多种多样，一般包括反馈、前馈和交叉等环节。

以锅炉跟随为基础的协调控制系统原理　如图 2 所示，负荷要求指令 P_0 由操作员手动设定或电网负荷调度中心设定，经变化率限定后与电网频差 Δf 给出的负荷要求信号相加，再经功率上、下限值后，成为机组的负荷指令 P_s。

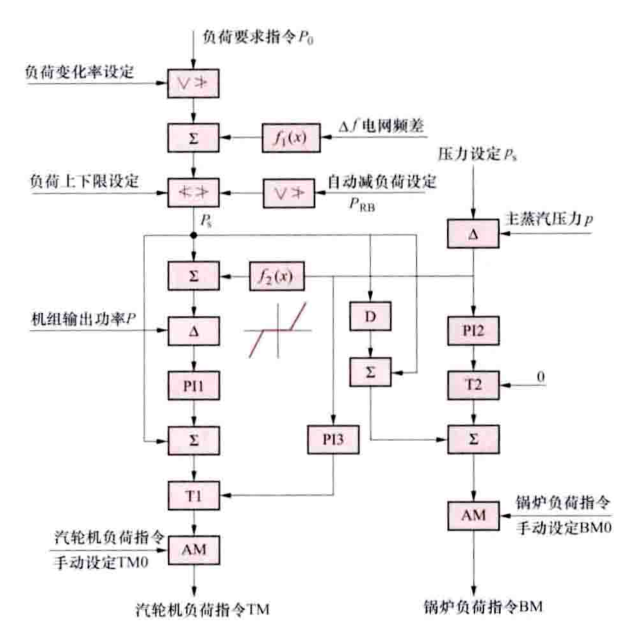


图 2　以锅炉跟随为基础的协调控制系统原理图

V≯—速率限制器；Σ—加法器；≮≯—上下值限制器；△—减法器；PI—调节器；D—微分器；T—切换开关；AM—手自动切换；$f(x)$—函数器

在协调控制方式时，锅炉负荷指令 BM 由压力调节器 PI2（锅炉主控）的输出，再加上机组负荷指令 P_s 的比例微分前馈信号形成；汽轮机负荷指令 TM 由功率调节器 PI1（汽轮机主控）的输出，再加上机组负荷指令 P_s 的前馈信号形成。当主蒸汽压力偏差超出预定范围时，它经函数器 $f_2(x)$输出信号以限制汽轮机指令的进一步变化。

当锅炉主控不能投入自动状态时，锅炉负荷指令 BM 由操作员手动给定，此时汽轮机负荷指令 TM 由切换开关 T1 选择调节器 PI3 的输出，即为汽轮机跟随方式；当汽轮机主控不能投入自动状态时，汽轮机负荷指令 TM 由操作员手动给定，此时负荷指令 P_s 跟踪机组实际功率，锅炉独立完成主汽压控制，即锅炉跟随方式；在快速减负荷工况时，切换开关 T2 输出为 0，机组的负荷指令以预定的速度下降到根据实际运行的辅机出力决定的目标负荷 P_{RB}，并以此作为锅炉负荷指令 BM。此时汽轮机主控指令 TM 由切换开关 T1 选择压力调节器 PI3 输出，即为汽轮机跟随方式。

以汽轮机跟随为基础的协调控制系统原理图　如图 3 所示，机组负荷指令 P_s 产生的原理与图 2 相同，锅炉负荷指令 BM 由功率调节器 PI1（锅炉主控）的输出，再加上机组负荷指令 P_s 的比例微分前馈信号形成；汽轮机负荷指令 TM 为压力调节器 PI2（汽轮机主控）输出。负荷偏差经函数器 $f(x)$ 产生的信号引入压力调节器 PI2，其作用是在动态过程中改变汽压设定值 p_s，以提高机组的负荷响应速度。

当汽轮机主控不能投入自动状态时，汽轮机的负荷指令 TM 由操作员手动设定，此时锅炉主控指令 BM 经切换开关 T1 选择压力调节器 PI3 的输出，再加上负荷指令 P_s（跟踪实际负荷）的比例微分前馈信号形成，即为锅炉跟随方式。当锅炉主控不能投入自动状态时，锅炉负荷指令 BM 由操作员手动给定，此时负荷指令 P_s 跟踪实际负荷，汽轮机负荷

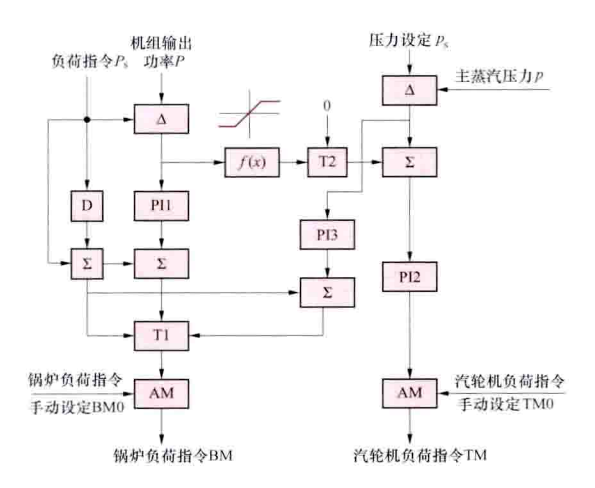


图 3 以汽轮机跟随为基础的协调控制系统原理图

指令 TM 仅接受压力调节器 PI2 的输出，即为汽轮机跟随方式。在快速减负荷工况时，锅炉主控指令 BM 由切换开关 T1 选择为负荷指令 P_s，切换开关 T2 使负荷偏差不再对压力调节器 PI2 起作用，此时亦为汽轮机跟随方式。

参考书目

刘禾，白焰，李新利．火电厂热工自动控制技术及应用．北京：中国电力出版社，2009.

danyuan jizu ziqiting kongzhi

单元机组自起停控制

（unit automatic start-up and shut-down control） 对单元机组按起停的操作规律实现自动起动和停止的控制。自起停控制是火力发电厂自动化水平较高的一种控制方式，控制范围一般锅炉从上水开始，包括通风、炉膛吹扫、点火、升压、投煤、带负荷；汽轮发电机组从抽真空开始，包括自动投入主凝结水系统、润滑油系统，以及汽轮机冲转、升速，发电机同期并网，直至带满负荷。虽然整个过程可以按预定程序自动完成，但为了起动（或停止）安全，仍设有"断点"，即当程序使机组起动到某一事先设定的过程状态时，自动停止执行，有运行人员进行确认后才能继续其过程。这种控制方式又称为带有断点的自起停控制。

特点 实现单元机组自起停控制方式，要求被控设备有良好的可控性，同时要求单元机组装有比较完善的仪表检测装置。大容量单元机组采用自起停控制方式，能够减少运行人员的工作量、减少误操作、缩短起动时间等。

（1）减少运行人员操作和监视的工作量。单元机组需要控制的设备（如电动机、调节阀、电动阀门等）和需要测量的各种过程参数很多，起停过程中，操作和监视工作单靠运行人员无法完成，为了使运行人员集中精力判断和处理起停过程中的异常情况，可通过自起停控制减少其操作和监视的工作量。带断点的自起停控制方式使 1 台单元机组可由 1 个运行人员进行正常监视控制，1～2 个运行人员进行辅助工作来完成整台机组的起停。

（2）减少运行人员的误操作。自起停控制是按照单元机组起停过程的操作规律用控制系统来实现的，每台设备的自动投入运行（打开）或停止（关闭）均有严格的判据条件，不受运行人员操作经验、能力以及是否疏忽的影响。

（3）缩短机组起动的时间，提高经济性和安全性。大型机组起动，特别是汽轮机起动过程中，既要提高起动速度，满足电网对负荷的需求，又要使应力变化满足汽轮机设计寿命的要求。自起停控制的设计兼顾了各方面的要求。

设计原则 单元机组自起停控制大多按分级分层的原则设计，即将单元机组的全部被控设备按工艺系统特点，分成一些功能组或功能子组，功能组或功能子组内又包含一些在工艺逻辑上相互关联的被控设备。单元机组自起停指令一般只作用于功能组或功能子组，并自动监视其是否按设计的程序和条件等要求完成；而功能组或功能子组则对下面所属的各被控设备发出控制指令，并监视、检查各设备的动作情况。例如锅炉起动时，首先要求锅炉炉膛通风，将炉膛内残留的可燃物吹扫干净以避免点火时产生爆燃。即要求按顺序起动空气预热器系统、引风机系统、送风机系统等功能（子）组。而这些系统中又各自包含润滑油系统、进出口阀门、自动调节机构等。这种设计思想使单元机组中各工艺系统以及相关工艺系统在控制上界面清晰，各负其责，便于运行操作管理和调试维护，提高了可靠性和安全性。

发展 欧美发达国家在大型火力发电机组上采用自起停控制方式的机组比较多，技术趋于成熟。在 21 世纪之前，中国只有极少数进口机组具备自起停功能。21 世纪之后，1000MW 超超临界机组已经成为中国主流的火力发电机组，需要监测的参数和需要操作的被控对象比 600MW 机组增加更多，采用自起停控制方式是大容量、高参数单元机组的发展方向。同时，随着国产设备制造水平的进一步提高，中国具备机组自起停功能的大容量国产机组已投入运行。但采用自起停控制方式需要装设更多的测点，且运算逻辑更复杂，投资也将随之增加。

danyuanshi huaxue jiayao xitong

单元式化学加药系统

（unit chemical dosing system） 将加药系统集中布置，对凝结水、给水、炉水和闭式循环工业冷却水等系统的结垢和腐蚀实施化学处理的系统。自 20 世纪 90 年代以来，300MW 及以上发电机组均采用集中布置的单元式化学加药系统。完整的化学加药系统包括氨、联氨和磷酸盐（仅用于锅筒锅炉）单元系统的加药、调整及其自动控制和溶液配制等设备。化学加药系统的容量应能满足锅炉湿保养、起动、机组的正常和异常情况下运行时的化学处理要求和闭式循环工业冷却水系统的化学处理要求。

氨加药系统 用于向凝结水处理系统混床出口和除氧器出口加入氨，维持 pH 值在一规定控制范围内以降低水汽循环系统中的腐蚀，同时还应用于停炉保护和锅炉上水时加氨。

联氨加药系统 用于在正常运行或起动条件下向凝结水处理系统混床出口、除氧器出口和闭式循环工业冷却水泵入口加入联氨，也应用于停炉保养和锅炉上水时加联氨。

磷酸盐加药系统 将磷酸盐药液加至炉水中的加药系统。

加氨、加联氨和加磷酸盐单元系统可实现自动控制。由汽水取样系统在线仪表测量反馈信号，控制加药泵的自动冲程或电机频率。

daore xishu

导热系数 (thermal conductivity) 表征物质导热能力的大小，又称导热率。导热系数是物质的一个重要热物性参数，等于傅里叶定律表述式中热流密度矢量 q 与温度降度 $-\mathrm{grad}T$ 的比值，即

$$\lambda = q/(-\mathrm{grad}T)$$

导热系数的数值就是物体中温度降度为 1K/m 时，单位时间内通过单位面积的导热量，它的单位是 W/（m·K），是物质的性质。

各种工程常用物质的导热系数相差悬殊，纯金属材料的最大，气体和蒸汽的最小，非晶体的热绝缘材料和无机液体的介于它们之间。一些典型物质的导热系数数值范围为

气体：0.006～0.6W/(m·K)；

非金属液体：0.07～0.7W/(m·K)；

金属：12～418W/(m·K)；

非金属材料（介电体）：0.025～3.0W/(m·K)。

不同物质导热系数的差异是由于物质的物理化学结构不同所致。此外，导热系数还与物质的温度、密度和湿度等因素有关，其中温度对导热系数的影响尤为重要。对于许多工程材料，导热系数的数值都由实验确定，在一定的温度范围内，它可以认为是温度的线性函数，即 $\lambda=\lambda_0(1+bt)$，其中 λ_0 是 $t=0$℃时的导热系数；b 是实验常数。

气体的导热系数随温度升高而增大，除非压力很低（小于 2670Pa）或压力很高（大于 2000MPa），可以认为它与压力无关。大多数纯金属的导热系数随温度升高而减小。金属中掺入杂质将使导热系数减小。大部分金属的导热系数随着温度的升高而增大。对于非缔合或弱缔合液体，导热系数随温度升高而下降。

中国国家标准规定，凡平均温度不高于 350℃、导热系数不大于 0.12W/（m·K）的材料称为热绝缘材料或保温材料，它们都是多孔体或纤维性材料，严格地说，它们不再是连续均匀介质，其导热系数只能是表观的导热系数，温度、湿度和密度对其有较大的影响。

石英、石墨和木材等各向异性材料的导热系数还与材料取向有关。

denglizi dianhuo xitong yunxing

等离子点火系统运行 (operation of plasma ignition system) 利用等离子点火装置提供锅炉起动、停运过程中的助燃及低负荷运行时的稳燃。

运行方式 等离子点火系统运行时，特别是冷炉起动点火初期，对于粉包火的火焰结构，不可能沿用原有炉膛安全监控系统（FSSS）对等离子点火进行保护，需要对原有 FSSS 进行修改，既能满足等离子点火需要，又不影响正常运行时的保护。等离子运行方式分为非等离子运行模式和等离子运行模式，可在操作员站进行模式切换，在点火期间实现磨煤机 FSSS 逻辑切换功能。

非等离子运行模式 对应层制粉系统沿用原有 FSSS 保护逻辑，操作员站可采用单角起动方式或整组起动等离子方式。该方式多应用于锅炉低负荷稳燃。

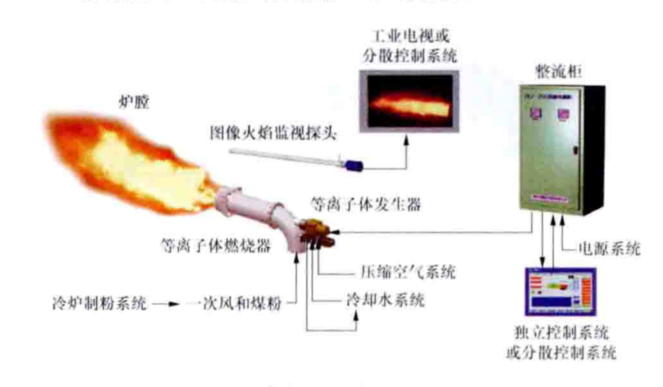
等离子运行模式 对应层制粉系统的 FSSS 进行了修改，主要有：①对应层制粉系统的起动条件中，增加了所有等离子点火器均运行正常的条件；②用等离子点火器的火检代替制粉系统的火检参与保护；③任一等离子两角断弧时，制粉系统跳闸；④任一角等离子、油枪、煤层均无火检将导致制粉系统跳闸。等离子运行模式主要应用于机组起、停机的助燃，该方式下也可采用单角起动方式或整组起动等离子方式。

运行参数监视 包括：①等离子点火装置通信正常；②等离子点火器对应整流柜运行正常，等离子电压、电流、功率正常；③等离子点火器冷却水压正常；④等离子点火器载体风压正常；⑤等离子点火器火检良好；⑥各煤粉管风速在 18～20m/s 左右；⑦制粉系统参数正常；⑧等离子阴极头的使用时间，必要时进行更换。

运行注意事项 主要有：①在对应制粉系统一次风管未通风的情况下，禁止等离子发生器拉弧，防止烧坏燃烧器；②离子点火装置投运过程中，监视燃烧器壁温应低于 400℃，否则应降低磨煤机出力、加大磨煤机的入口风量、降低等离子点火器功率等，燃烧器显示壁温超过 500℃时，应停止该燃烧器进行检查；③为防止空气预热器二次燃烧，等离子运行期间，空气预热器应保持连续吹灰；④等离子点火器在运行期间，应加强燃烧调整，防止锅炉爆燃；⑤机组达到最低稳燃负荷后，应及时退出等离子点火系统运行。

denglizi dianhuo zhuangzhi

等离子点火装置 (plasma ignition system) 利用等离子体发生器产生的高温等离子体电弧，在等离子体燃烧器内点燃一定浓度的煤粉/空气混合物气流的装置。主要由等离子体发生器、等离子体燃烧器等系统组成，如图所示。采用等离子点火装置替代常规油枪，主要用于电站煤粉锅炉起动点火以及低负荷稳燃，节约燃油。



等离子点火装置

工作原理 利用直流电流（280～350A）在介质气压为 0.01～0.03MPa 的条件下接触引弧，并在强磁场下获得稳定功率的直流空气等离子体。该等离子体在煤粉燃烧器中形成了温度高于 5000℃的局部高温区，煤粉颗粒通过该等离子体“火核”受到高温作用，迅速释放出挥发物，并使煤粉颗粒破裂粉碎，从而使煤粉迅速燃烧。

等离子体发生器 利用稳定电源将连续供给的载体工质（空气）电离从而产生高温等离子体电弧的装置。主要由阳极、阴极、线圈三大组件构成。通过在两电极间加稳定的大电流，将两电极之间的空气电离形成具有高温导电特性的等离子体，线圈通电产生强磁场，并由压缩空气吹出阳极，形成高温电弧。阳极组件、阴极组件和线圈组件均通过冷却水冷却。

等离子体燃烧器　配有等离子体发生器，并以等离子体点火和稳燃的煤粉燃烧器。煤粉首先在等离子体燃烧器中心筒中被等离子体点燃，在中心筒的出口处形成稳定的二级煤粉的点火源，并依次在燃烧器内逐级放大，点燃送入煤粉燃烧器的全部煤粉，煤粉燃烧器在炉膛内形成稳定的点火源，实现锅炉点火和稳燃。

等离子点火装置主要适用于燃用烟煤和褐煤的锅炉。截至 2011 年底，全国已有 600 余台燃煤电站锅炉采用了等离子点火装置，并有 20 多个燃煤电厂取消了燃油系统，建成等离子点火无燃油系统。

di NO_x meifen ranshaoqi

低 NO_x 煤粉燃烧器　(low NO_x pulverized-coal burner)

能降低和抑制 NO_x 生成的煤粉燃烧器。低 NO_x 煤粉燃烧器通过特殊的结构设计，采用空气分级（见炉内空气分级燃烧）、燃料分级（见二次燃料再燃烧）、浓淡燃烧和烟气再循环等技术措施，尽可能地降低燃烧区的氧浓度和火焰的峰值温度，减少在高温区的停留时间，抑制 NO_x 的生成，或使已生成的 NO_x 在下游区域还原成 N_2，见图 1。其中空气分级是应用最广、比较成熟的低 NO_x 技术。现有电站锅炉上采用的低 NO_x 燃烧器的结构型式很多，随制造厂的不同而有较大的差异，但基本原理类同。

双调风旋流燃烧器　将二次风分成内二次风和外二次风两股气流，通过调风器和旋流叶片控制各自的风量和旋流强度，以调节一、二次风的混合，使其在燃烧器出口附近的火焰根部形成缺氧富燃料区，使燃烧推迟，火焰温度降低，NO_x 的生成量减少，在下游形成富氧的燃尽区，保证燃料的完全燃烧，见图 2。

低 NO_x 直流燃烧器　将 80% 左右的燃烧空气送入主燃烧器，在主燃烧器区域形成缺氧富燃料的工况，降低火焰峰值温度，既减少 NO_x 的生成，又有可能使已生成的 NO_x 还原成氮分子（N_2），从而减少 NO_x 的排放量。而在主燃烧器的顶部设置燃尽风，将剩余的空气由此送入炉膛，使未完全燃烧产物燃尽，见图 3。

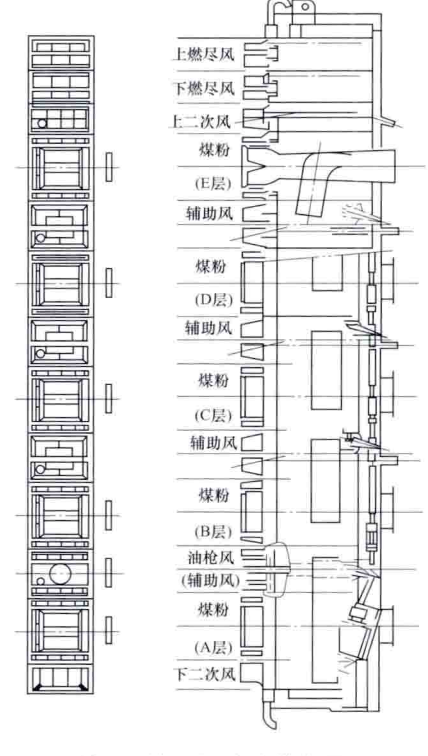


图 3　低 NO_x 直流燃烧器

宽调节比（WR）燃烧器　基于进一步降低 NO_x 和防止水冷壁结渣与腐蚀的需要，在此基础上又采用宽调节比一次风喷嘴和偏置二次风燃烧技术（见图 4）。宽调节比喷嘴利用入口弯管和水平隔板把一次风分隔成上浓下淡两股气粉流，或用扭转隔板将其分隔成左右浓淡两股气粉流，形成浓淡偏差燃烧，既可降低 NO_x，又有利于稳燃；偏置二次风使一、二次风气流以不同的夹角喷入炉膛，这样既能延迟一、二次风的混合，控制初始燃烧区的空气量，又能降低燃烧器区域的局部高温，有利于抑制 NO_x 的生成。

内层二次风，对火焰基面带有再循环
滑动式空气挡板
空气测量装置
可调叶片
锥形扩散器
煤粉和一次风
固定叶片
空气分区板
外层二次风混合

Ⓐ 高温（挥发分富集）区；Ⓒ NO_X 分解区；
Ⓑ NO_X 生成区；Ⓓ 焦炭氧化区

图 1　低 NO_x 旋流煤粉燃烧器

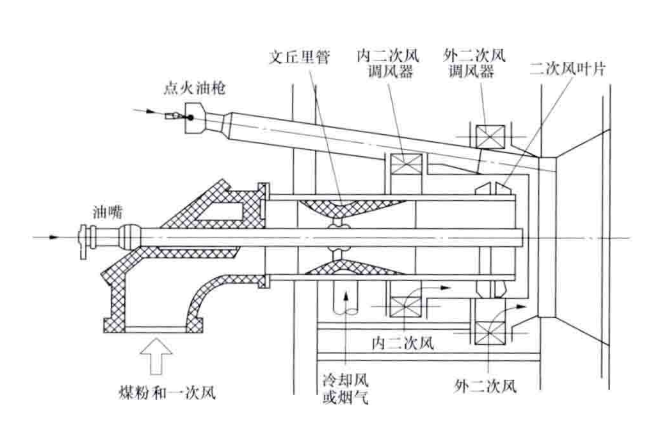


图 2　双调风旋流燃烧器

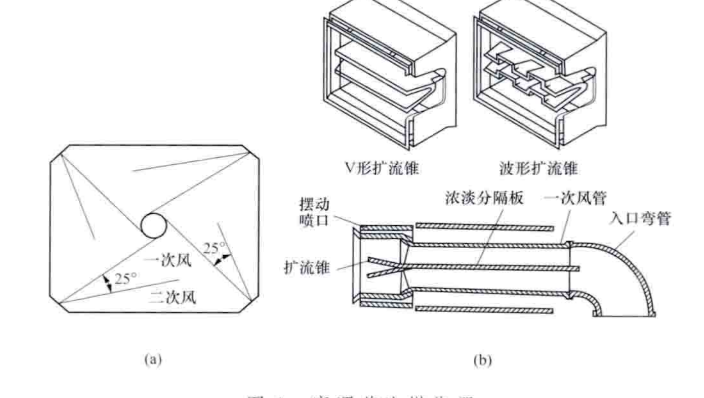


图 4　宽调节比燃烧器

(a) 一、二次风以不同夹角喷入炉膛；(b) 一次风喷口总体图

PM 型低 NO_x 直流燃烧器　除采用空气分级、烟气再循环技术外，还利用分配器弯头中气流的转弯和一定的管内流速，重新分配煤粉浓度。弯头外侧浓相气粉流进入上部浓粉喷嘴，内侧淡相气粉流进入下部淡粉喷嘴，使两者的煤粉浓度比达到 9∶1，实现上下浓淡偏差燃烧，降低 NO_x 的排放量，见图 5。

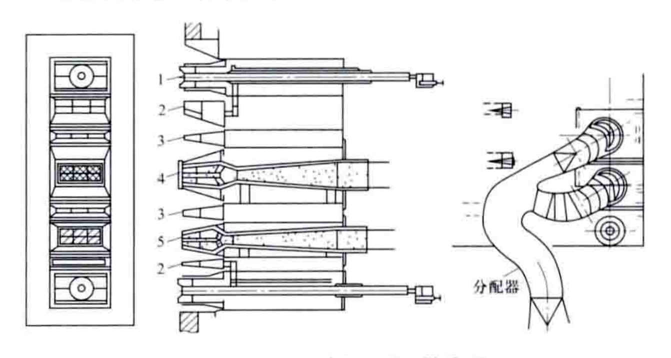


图 5　PM 型低 NO_x 燃烧器

1—燃尽风（含点火油枪）；2—二次风；3—烟气再循环；4—富燃料一次风；5—贫燃料一次风

再循环烟气（SGR）燃烧器　是在一次风喷口上、下送入再循环烟气，因烟气吸热和稀释了氧浓度，使燃烧速度和燃烧区温度降低；同时，因二次风喷口远离一次风喷口，在一次风出口附近产生还原性气氛，从而抑制 NO_x 的生成，见图 6。

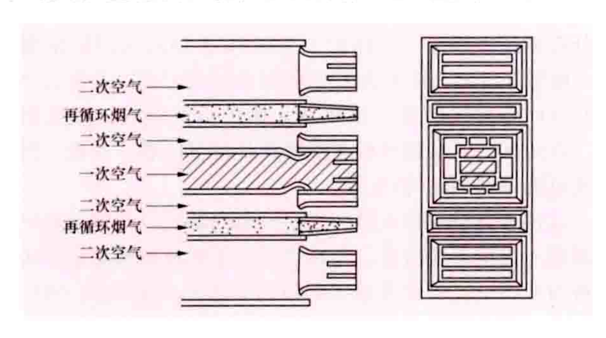


图 6　再循环烟气燃烧器

对于采用低 NO_x 燃烧器的锅炉，除燃用贫煤和无烟煤的以外，经过燃烧优化调整后，通常均可使 NO_x 的排放量低于 650mg/m³（O_2 浓度为 6％的情况下，液态排渣锅炉 NO_x 的排放量会比较高）。对已有锅炉改用低 NO_x 燃烧器时，因燃烧推迟而可能使效率降低。

di NO_x ranshao jishu

低 NO_x 燃烧技术　（low NO_x combustion technology）

通过改变燃料在高温燃烧过程中的燃烧条件或燃烧工艺来降低燃烧产物（烟气）中氮氧化物生成量的技术。高温燃烧生成的氮氧化物主要是一氧化氮（NO）和少量的二氧化氮（NO_2），通常把它们统称为 NO_x（其量皆按转换为 NO_2 计）。一般地，低 NO_x 燃烧技术指燃料在高温（峰值 1000℃以上）工况条件下采用的技术方法，尤其常指煤粉锅炉燃烧采用的技术方式。在燃气轮机等设备和系统中也采用低 NO_x 燃烧技术。

NO_x 的生成机理　煤粉在高温燃烧过程中会有热力型（thermal NO_x）、燃料型（fuel NO_x）和快速型（prompt NO_x）三种类型的 NO_x 同时产生，它们的生成机理各不相同。

热力型 NO_x　助燃空气中的氮气在高温条件下氧化的产物。其生成量随火炬温度呈指数规律迅速增加，而在 1300℃以下一般可略而不计，见图 1。燃烧区的过量空气系数和燃烧产物在高温区的停留时间也有很大影响。

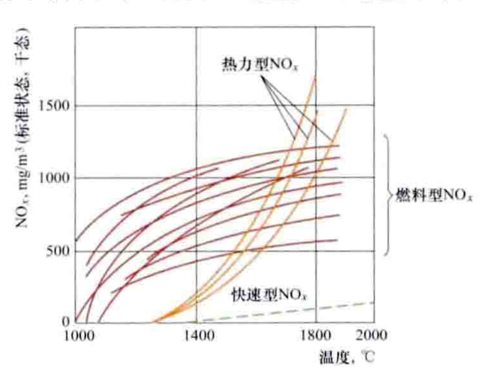


图 1　NO_x 生成量与温度的关系

（Zelkowski，1986）

燃料型 NO_x　燃料中含氮化合物在燃烧过程中热解再氧化的产物。它与燃料的含氮量、燃烧初始区（挥发分析出并着火燃烧区）的氧浓度有关，而与燃烧温度关系不大，参见图 1。煤和重油含氮量在燃烧过程中转化生成 NO_x 的百分率大致如图 2 所示。

快速型 NO_x　也称瞬态 NO_x。它是助燃空气中的氮分子在火焰前沿区域有碳氢化合物参与的条件下，通过中间产物转化成的 NO_x。从其氮的来源看，类似热力型 NO_x，其反应机理则与燃料型 NO_x 相似。快速型 NO_x 生成量一般很小，如图 1 所示。

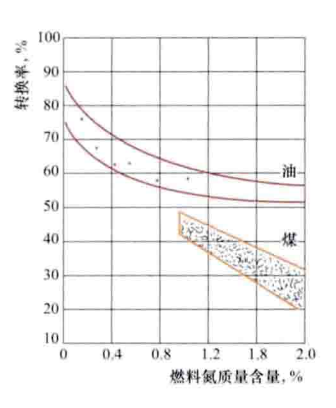


图 2　重油和煤中燃料氮转换成 NO_x 的转换率

（Kolar，1990）

在煤粉燃烧温度条件下所生成的 NO_x 中，NO 约占 95％左右，NO_2 仅占 5％左右。但在排入大气后，NO 会很快被氧化为 NO_2。

燃料中所含的氮在较低的燃烧温度下与空气中的氧反应会生成微量的氧化亚氮（N_2O），但当温度升高后大部分会迅速被破坏掉，峰值温度愈高，其残存量愈低。故在常规高温燃烧过程中，排烟所含 N_2O 一般不超过 15mg/m³（标准状态下）。N_2O 含量通常不计入 NO_x 含量内。

煤粉锅炉 NO_x 排放水平　煤粉锅炉的 NO_x 排放水平主要取决于煤种与燃烧方式，燃用不同煤种的煤粉锅炉的 NO_x 排放水平大致如下表所示。

煤粉锅炉 NO_x 排放水平

煤粉锅炉燃用煤种	NO_x 排放浓度（mg/m³）	
	未采用低 NO_x 燃烧技术时	采用低 NO_x 燃烧技术时
无烟煤	1100～2000	700～900
烟　煤	500～700	200～400
贫　煤	700～1000	450～600
褐　煤	450～750	200～300

发展历程 低 NO_x 燃烧技术按发展过程大致分为三代技术。

第一代低 NO_x 燃烧技术　燃烧系统不做大的改动，只对运行方式做调整或改进。方法简单易行，但 NO_x 降低幅度十分有限。第一代低 NO_x 燃烧技术主要包括低过量空气系数运行、降低助燃空气预热温度、浓淡燃烧技术、炉内烟气再循环、部分燃烧器停用等。

（1）低过量空气系数运行。这是一种优化燃烧、降低 NO_x 生成的简单方法，它有可能在降低 NO_x 排放的同时，提高装置运行的经济性。这种措施降低 NO_x 生成量的幅度与燃料种类、燃烧方式及排渣方式等有关。电站锅炉实际运行时的过量空气系数不可能过分降低。对燃煤锅炉而言，限制主要是过量空气系数过低时会造成受热面的粘污结渣和腐蚀、汽温特性的变化以及因飞灰可燃物增加而造成的经济性降低等；对于燃气、燃油锅炉而言主要限制在于CO浓度超标。通常，这种措施降低 NO_x 的幅度在10%～30%。

（2）降低助燃空气预热温度。降低助燃空气预热温度能降低火焰区的温度峰值，从而减少热力型 NO_x 的生成量，这种措施仅适用于燃气锅炉。

（3）浓淡燃烧技术。让一部分燃料在空气不足的条件下燃烧，即燃料过浓燃烧；另一部分燃料在空气过剩的条件下燃烧，即燃料过淡燃烧；之后再行混合完成整个燃烧过程。无论是过浓燃烧，还是过淡燃烧，其过量空气系数 α 都不等于1。前者 $\alpha<1$，后者 $\alpha\gg1$，故又称为非化学当量燃烧或偏差燃烧。

浓淡燃烧时，燃料过浓部分因氧气不足，燃烧温度不高，所以热力型 NO_x 和燃料型 NO_x 的生成量都会减少。燃料过淡部分因空气量过大，燃烧温度较低，热力型 NO_x 生成量减少。总的结果是 NO_x 生成量低于常规燃烧。

这种方法可用于燃烧器多层布置的电站锅炉，在保持入炉总风量不变的条件下，调整各层燃烧器的燃料和空气量分配，便能使 NO_x 排放减少。

（4）炉内烟气再循环。把烟气掺入助燃空气，降低助燃空气的氧浓度，是一种降低燃煤液态排渣炉（尤其是燃气、燃油锅炉）NO_x 排放的方法。通常的做法是从省煤器出口抽出烟气，加入二次风或一次风中。加入二次风时，火焰中心不受影响，其唯一的作用是降低火焰温度，有利于减少热力型 NO_x 生成。

对于固态排渣锅炉而言，大约80%的 NO_x 是燃料氮生成的，这种方法的作用就非常有限。对于不分级燃烧器，在一次风中掺入烟气效果较好，但燃烧器附近的燃烧工况会变差，需要对燃烧过程进行调整。

（5）部分燃烧器停用。适用于燃烧器多层布置的电站锅炉。具体做法是停止最上一层或几层燃烧器的燃料供应，只送空气。这样，所有的燃料从下面的燃烧器送入炉内，下面的燃烧器区实现富燃料燃烧，上层送入的空气形成分级送风。德国把这种方法用于大容量褐煤机组，效果不错。这种方法尤其适用于燃气、燃油锅炉而不必对燃料输送系统进行较大的改造。

第二代低 NO_x 燃烧技术　特征是助燃空气分级送入燃烧装置，从而降低初始燃烧区（也称一次区）的氧浓度，相应地也降低了火焰的峰值温度。属于这一代技术的有广泛用于电站锅炉的各种低 NO_x 空气分级燃烧器系统，如ABB-CE公司的整体炉膛空气分级直流燃烧器、同轴燃烧系统（CFS Ⅰ、CFS Ⅱ）、低 NO_x 同轴燃烧系统（LN CFS）及种类繁多的变异形式、TFS2000燃烧系统；B&W公司的双调风旋流燃烧器（DRB、DRB-XCL）；日立公司、斯坦米勒（Steinmuller）公司、德国巴布科克公司的各种旋流燃烧器等。（见低 NO_x 煤粉燃烧器）

（1）整体炉膛空气分级低 NO_x 角式切圆直流燃烧器。与传统直流燃烧器不同的是在其顶部增设了一层或两层燃尽风（over fire air，OFA）喷口。一部分助燃空气通过这些独立的喷口送入炉膛。这样燃烧器区处于过量空气系数较低的工况下，抑制了 NO_x 的生成。顶部投入的燃尽风用于保证燃料的完全燃烧。

这种燃烧器的技术关键有三点：一是要合理确定燃尽风与最上层煤粉喷口的距离。二是燃尽风率要恰当。风量大，分级效果好，但可能引起燃烧器区域因严重缺氧而出现受热面结渣和高温腐蚀；合理的燃尽风率对于燃煤锅炉约为20%；燃气、燃油炉可以再多一些。三是燃尽风要有足够高的流速，以保证与烟气的良好混合。

（2）空气分级（双调风）低 NO_x 旋流燃烧器。这种燃烧器的燃料与空气混合物（一次风）和内二次风形成初始燃烧区（一次火焰），由于内二次风的旋流作用，形成一个内回流区有助于一次风的加热和着火。挥发分和含氮组分的大部分在该区中析出，但因处于欠氧和高CO、C_mH_n 浓度之中，限制了 NO_x 的生成并可使已生成的 NO_x 还原为 N_2。夹有外回流烟气的外二次风从火焰的下游混入，形成燃尽区。在此区内，未燃尽的碳粒完成其缓慢的燃尽过程，低氧浓度也能抑制 NO_x 的生成。

这种燃烧器的特点是在每一只燃烧器出口实现助燃空气逐渐混入煤粉空气射流。其难点是要准确地控制燃烧器区域燃料与助燃空气的混合过程，以阻止燃料氮转化为 NO_x 和热力型 NO_x 的生成，同时又要保证较高的燃烧效率。其做法是通过合理的结构设计，以控制燃烧器喉部燃料和空气的动量以及射流流动方向。

第三代低 NO_x 燃烧技术　在炉膛内采用三级燃烧技术，即合理布置主燃烧器、再燃烧燃料燃烧器和燃尽风喷口，使在炉膛内依主燃料（煤粉）及其燃烧产物的行程分为三个燃烧区域（见图3）：主燃烧区（一次火焰区）、再燃区（还原区或二次火焰区）和燃尽区，又称再燃烧技术。在主燃烧区（低过剩氧量）产生的 NO_x，进入再燃区（欠氧还原性气氛）后会在高温下与再燃烧燃料（或称二次燃料）热解产生的烃类及氰化氢（HCN）等反应被还原为 N_2；随后进入第三区即燃尽区，由于缺氧引起的不完全燃烧产物与燃尽风相遇，在规定的过剩空气条件下继续燃尽。这种燃烧技术常与 NO_x 空气

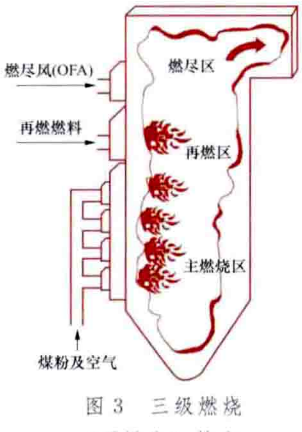


图3　三级燃烧（再燃烧）技术

分级燃烧器结合使用以达到深度脱除 NO_x 的最佳效果。

再燃烧燃料最好采用C/H比值较低的气体燃料如天然气，以获得最佳的低 NO_x 效果，也可采用锅炉自身燃用的煤粉。利用煤粉做再燃燃料时，需磨成"微细粉体"以强化其热解和燃烧反应速度。但无论如何其 NO_x 减排效果总会差些。20 世纪 90 年代已经在美国及欧洲成功地示范了利用微细煤粉的再燃烧技术（图 4）。已证实可使 NO_x 排放浓度减少 50%左右，而结合低 NO_x 燃烧器可进一步达到 65%左右，甚至有时高达 70%。

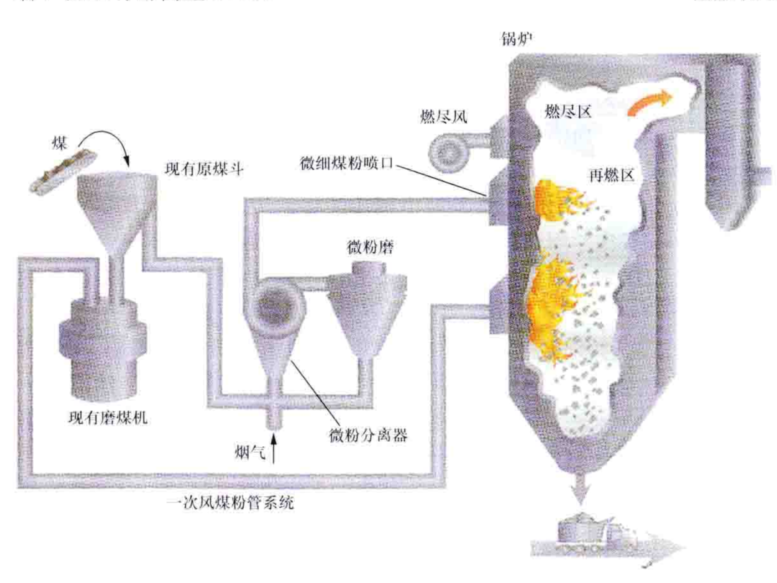


图 4　用微细煤粉再燃烧系统降低 NO_x 技术

再燃烧燃料的热输入率（即它占燃料总输入热量的百分率）适宜值对气体燃料来讲可能需要 10%～15%，对微细煤粉可能是 15%～20%。煤粉细度根据有限示范试验，90μm 筛余量不宜超过 3%～5%。老机组改造时的主要问题是飞灰可燃物难免有所增加（但旋风炉影响不大）；如煤灰熔融性温度偏低，需考虑炉内还原气氛会促进结渣，而煤含硫量高时需注意炉管外表面是否会产生高温腐蚀。

三级燃烧的设计也可采取每只主燃烧器火炬各自分级的独立布置方式，如图 5 所示。全炉多只对冲布置墙式旋流主燃烧器，在每只主燃烧器之上布置有两只再燃煤粉喷口，更上部布置 OFA 喷口；主燃烧器自身左右和下方也有自己的分级风喷口。该炉燃用烟煤并掺烧贫煤，NO_x 排放浓度在 400mg/m^3（标准状态）以下。

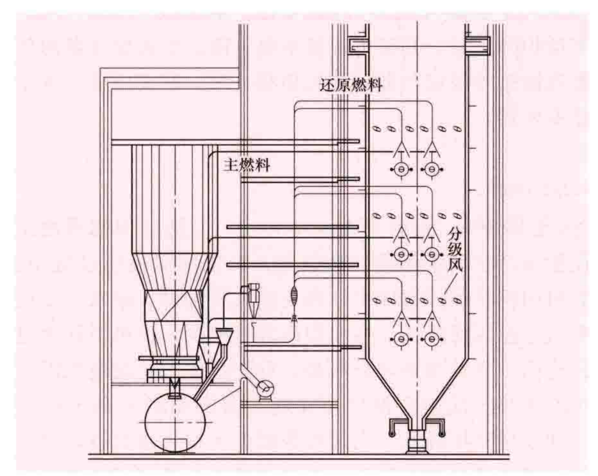
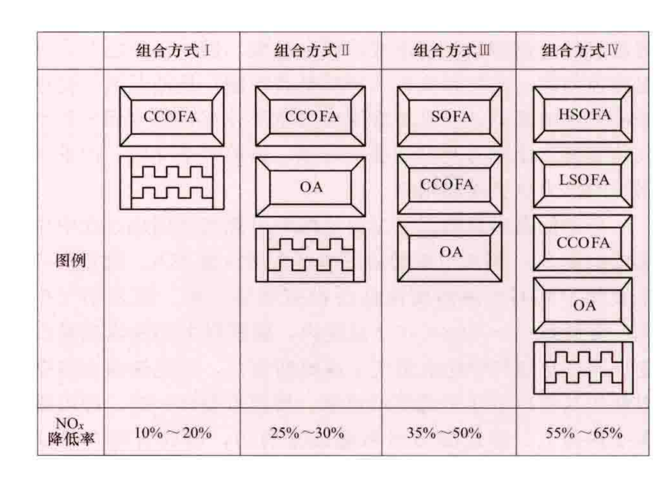


图 5　海尔奈（Herne）电厂 500MW 示范锅炉三级燃烧系统简图

第二代低 NO_x 燃烧技术的进一步发展　在第三代低 NO_x 燃烧技术之后，随着对燃烧过程更深入的认识，第二代低 NO_x 燃烧技术又得到了发展。一方面，体现燃烧器本身设计理念的进步，采用了强化着火的煤粉喷嘴，能使火焰稳定在喷嘴出口一定距离内，使挥发分在富燃料的气氛下快速着火，保持火焰稳定，从而有效降低 NO_x 的生成，延长焦炭的燃烧时间，同时也可确保锅炉具有较低的不投油最低稳燃负荷。另一方面，采用了距离主燃烧区更远的分离式燃尽风（separated over fire air，SOFA），相对于早期的紧凑型燃尽风（close coupled over fire air，CCOFA），SOFA 能够实现高度的空气分级，降低 NO_x 的生成量明显。对于切圆燃烧方式，在燃烧器喷嘴之间再配以偏置风（offset air，OA），以形成沿炉膛断面水平空气分级，从而有利于降低 NO_x 生成量，同时在近水冷壁处形成富氧，并降低水冷壁附近的烟气温度，起到防止水冷壁结渣、腐蚀的作用。该型低 NO_x 燃烧系统的组合方式及其降低 NO_x 效果见图 6。

应用概况　低 NO_x 燃烧技术已发展成熟，投资和运行费用低，既可方便地用于新建电厂，也可用于老机组改造，是世界各国广泛采用的 NO_x 排放控制措施。在采用选择性催化还原法烟气脱硝装置时，原则上应首先采用低 NO_x 燃烧技术以降低烟气脱硝装置入口的 NO_x 浓度，从而降低烟气脱硝



	组合方式Ⅰ	组合方式Ⅱ	组合方式Ⅲ	组合方式Ⅳ
图例	CCOFA	CCOFA OA	SOFA CCOFA OA	HSOFA LSOFA CCOFA OA
NO_x 降低率	10%～20%	25%～30%	35%～50%	55%～65%

图 6　组合方式与降低 NO_x 效果的关系

工程投资和运行费用。国内生产的大型煤粉锅炉普遍采用了先进的低 NO_x 燃烧器，同时采用炉内深度空气分级燃烧技术。对于挥发分较高的烟煤，可将 NO_x 排放浓度控制在 200～300mg/m^3 甚至更低。

dipin xiezhen

低频谐振　（low-frequency resonance）　同步发电机的电磁转矩呈周期性变动，其某次谐波的频率与发电机固

有的自由振荡频率相接近时所发生的共振现象。引起发电机电磁转矩周期性变动的原因有：外部负载不稳定或调速器失稳，使原动机输入的转矩不均匀，呈周期性变动；励磁调节系统失稳等。汽轮发电机组的机械系统和电磁系统构成一机电振荡系统，在遇到扰动时容易发生振荡。

汽轮发电机组转子的阻尼很小，从转子运动方程 $\frac{J}{p}\frac{d^2\delta}{dt^2}+D\frac{d\delta}{dt}+K\delta=0$ 可以得出，无阻尼时汽轮发电机组固有的自由振荡频率 $f_n=\frac{1}{2\pi}\sqrt{Kp/J}$，式中 J 为机组转动惯量；p 为磁极对数；δ 为小值振荡角；D 为阻尼系数；K 为整步转矩。通常这一频率值只有几赫兹甚至小于1Hz。当机械转矩或电磁转矩中某一分量的频率接近或等于发电机的自由振荡频率时就会发生谐振，发电机可能与电力系统失步而解列，因此应当避免。解决低频谐振的办法，除在转子上装设阻尼绕组来增加阻尼外，还在励磁调节系统上附加电力系统稳定器，产生正阻尼转矩，使振荡迅速衰减，发电机得以在较短时间内恢复稳定状态。

由于电力系统内各台发电机组都有可能发生低频谐振，而且振荡频率互相接近，因此整个电力系统也有可能出现低频振荡。例如北美西北联合系统与西南联合系统互联时曾出现0.1Hz的低频振荡，导致联络线解开。1988年6月12日，中国的华中电网由于小机组调节系统失稳，也曾产生0.895Hz的低频振荡。电力系统的低频振荡问题，需协调各发电机励磁调节系统附加的电力系统稳定器来解决。

diwen yanqi fushi

低温烟气腐蚀

(low temperature corrosion on the fire side)　锅炉在燃用高硫煤时发生在尾部低温受热面的硫酸酐凝结型沾污所造成的腐蚀现象。燃油锅炉也存在低温腐蚀问题。空气预热器（特别是其冷端）是低温烟气腐蚀最易发生的部位，并且经常腐蚀与堵灰并存，影响烟气和空气的流通，使阻力及排烟损失增加，锅炉效率降低，严重时锅炉的出力也会受到限制。

产生低温腐蚀的因素主要是煤中可燃硫在燃烧过程中生成的微量 SO_3 和灰中硫酸盐热解产生的少量 SO_3。燃烧反应生成的 SO_2 对受热面腐蚀沾污没有明显影响。通常烟气中 SO_3 含量为 $(5\sim50)\times10^{-6}$ 范围内，随燃料类别及含硫量而变。SO_3 与烟气中的水蒸气生成硫酸蒸汽，当受热面金属壁温低于其相应分压下的凝结温度（即露点温度）时，即凝聚在受热面上，形成凝结型和腐蚀型沾污，造成管壁金属腐蚀。实际上当 SO_3 含量为 10×10^{-6} 时，露点即已达到120～140℃。其后露点随 SO_3 分压上升，增长趋势渐缓。低温腐蚀沾污通常并发受热面堵灰问题，在实际生产中增加了处理难度。

燃油锅炉中的低温烟气腐蚀机理，大致与燃煤锅炉相同，但是燃油锅炉中的 SO_3 无法被飞灰吸附，因此 SO_3 在烟气中的浓度及在冷表面上的凝结比率较高，使燃油锅炉低温腐蚀程度更为严重。

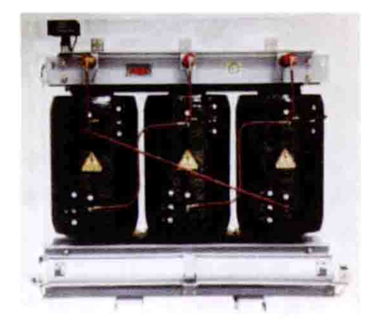
燃烧器供风系数对 SO_3 产生率有极强的影响，采用低氧燃烧技术，可抑制 SO_3 生成，从而减缓低温烟气腐蚀的危害。中国动力用煤中高硫煤占有相当比例，含硫量高于发生腐蚀和堵灰危害（大于或等于1.5%）的煤产量，约占总数的20%以上，应充分重视低温烟气腐蚀问题。一般燃用高硫煤现场，多采用暖风器或热风再循环方式，适当提高空气预热器进风温度和排烟温度，以避免硫酸凝结沉积造成低温腐蚀堵灰。也有用耐腐蚀的材料（玻璃管、搪瓷管等）制造空气预热器，抵御腐蚀的危害。在燃烧过程中添加碱性添加剂（CaO、MgO等）中和吸附 SO_3 的办法虽然可抑制低温腐蚀，但会使尾部沾污加重，一般不宜使用。

diya changyong bianyaqi

低压厂用变压器

(step-down station transformer)　向低压380V（国外可能为415V）厂用电系统供电的变压器。低压厂用变压器由高压厂用电系统引接。低压厂用变压器一般为双绕组变压器，其主要技术参数包括额定容量（视在功率）、额定电压、额定电流、阻抗电压、接线组别和冷却方式等。低压厂用变压器最大额定容量为2500kV·A。

火电厂内的低压厂用变压器具有下列应用特点：①低压厂用变压器宜采用Dyn11的接线，以便于低压中性点的引出经电阻接地或直接接地。②采用无激磁调压方式，调压范围为±5%。③变压器的阻抗应能将低压侧的短路电流限制在制造厂可提供的厂用低压开关柜的允许值内，并当最大电动机起动时，其低压母线电压应不低于允许水平。④低压厂用变压器有油浸式和干式两种。油浸式变压器冷却方式为ONAN（内部油自然对流冷却，又称油浸自冷），一般用于户外；干式变压器（见图）则用于户内可与低压开关柜布置在一起，应采用F级绝缘或更高等级的绝缘，并具有良好的防潮和阻燃性能，干式变压器的冷却方式可为AN或AN/AF（自然冷却/强迫风冷），视变压器的容量而定，变压器AN/AF的容量比一般不低于1∶1.33，当装有防护外壳时，其额定容量不应下降，干式变压器的外壳和外壳防护等级应与低压开关柜相一致。⑤变压器宜选用节能型变压器。



干式变压器

diyouya baohu

低油压保护

(oil failure trip)　防止因润滑油压过低使轴承乃至汽轮机损坏的装置，又称润滑油压过低保护。汽轮机的润滑油压可能由于油系统大量漏油、油泵失效或油路受阻等原因而降低，相应润滑油量减少，使机组轴承过热以致烧损，导致动静部分碰磨，可能造成汽轮发电机组的重大损伤事故。低油压保护装置随时检测润滑油系统远端油压，如发现油压降低，先是报警提醒运行人员检查，继而自动起动辅助油泵维持油压，如油压继续下降到限值则紧急停机甚至停止盘车。

低油压保护装置的核心为一油压感受元件，使油压转换

为位移，再按位移的大小，即油压降低的程度，依次接通儿对电气触点，实现上述保护功能。

dizhenkong baohu

低真空保护 (low vacuum trip) 凝汽器真空降低到一定值后使汽轮发电机组减负荷运行或停机的装置。汽轮机运行时，如真空达不到额定值，可使热效率降低，如真空继续降低，则应减负荷；若不能及时检查消除真空下降的起因，真空恶化到某种程度可能造成汽轮机末级叶片及凝汽器铜管过热损伤。随着汽轮机容量的增大，末级叶片长度亦增加，真空低时蒸汽比体积急剧减小，通过长叶片的汽流紊乱，使长叶片动应力大幅度上升，甚至导致叶片断裂，因此大机组要求更为严格的低真空保护。

低真空保护装置的感受元件为波纹盒真空计，或其他型式的测量真空的一次仪表。利用这些一次仪表，如波纹盒的变形接通电气触点实现低真空报警乃至紧急停机。

Disai'er xunhuan

狄塞尔循环 (Diesel cycle) 柴油机的一种理想的热力循环，又称等压加热内燃机循环。由绝热压缩、等压加热、绝热膨胀和等容放热四个可逆过程组成。狄塞尔循环是由德国工程师 R. 狄塞尔（Rudolf Diesel，1858—1913）在 1892 年提出的，1897 年，狄塞尔制成可供实际使用的柴油机。



R. 狄塞尔

狄塞尔循环的热效率为

$$\eta_t = 1 - \frac{\rho^{\kappa} - 1}{\varepsilon^{\kappa-1}\kappa(\rho - 1)}$$

式中 ρ 表示加热后与加热前容积之比，叫做预胀比；ε 为绝热压缩前和绝热压缩后的容积之比，叫做压缩比；κ 为工质的等熵指数。上式指出，狄塞尔循环的热效率随着压缩比的提高而提高，随着预胀比的增大而减小。实际的内燃机压缩比的提高受到机械强度等方面的限制，且压缩比增大时虽然热效率增大，但机械效率降低，因此要选择适当的压缩比，以使机器有效效率达最大值。

狄塞尔循环可以看成是对奥托循环的一种演进。在按奥托循环工作的内燃机中，由于被压缩的是空气与汽油的混合物，为了防止爆燃，不能过多地提高压缩比，因而限制了效率的提高，也限制了所使用的燃料范围。狄塞尔循环的特点是空气和燃料分别压缩，缩小了对空气压缩比的限制。当空气被绝热压缩达到很高压力时，温度也相应地超过了燃料的燃点，此时燃料徐徐喷入并被高温空气点燃（无需点火系统），气体边膨胀边吸热，其他过程与奥托循环相同。

早期低速柴油机是以狄塞尔循环为基础设计生产的。现行的柴油机是由绝热压缩、等容加热、等压加热、绝热膨胀和等容放热五个可逆过程组成，又称混合加热理想循环。

混合加热理想循环的热效率为

$$\eta_t = 1 - \frac{\lambda\rho^{\kappa} - 1}{\varepsilon^{\kappa-1}[(\lambda - 1) + \kappa\lambda(\rho - 1)]}$$

λ 表示定容加热后与加热前压力之比，叫做定容增压比；上式指出，混合加热循环的热效率随着压缩比的提高而提高，随着定容增压比的提高而提高，随着预胀比的增大而减小。

dibiao canshu

地表参数 (surface parameter) 影响大气扩散条件的地表特征的参数化表达，包括反照率、波文率、地表粗糙长度等指标。

反照率（ALBEDO） 总的太阳入射辐射中被地面反射回空中的部分的比率。典型值范围，从浓密的落叶林的 0.1 到新雪地的 0.90。反照率是太阳高度角的函数，一般可通过正午的反照率来求其他时间的反照率。

波文率（BOWEN） 为地表湿度的一个指标，是显热通量与潜热通量的比值，用于计算对流条件下的行星边界层参数。在 1 天之中该值变化很大，通常在白天可取得一个相对稳定的值。正午的波文率变化范围从水面的 0.1 到沙漠的 10.0。

地表粗糙长度 与阻挡风流动的障碍物高度有关，为平均水平风速为 0 处的高度。范围为从平静水面的小于 0.001m 到森林或城市的 1m 及以上。

dibiaoshui huanjing yingxiang yuce yu pingjia

地表水环境影响预测与评价 (surfacewater environmental quality forecast and impact assessment) 对实施建设项目造成的地表水环境影响的范围与影响程度进行分析、预测和评价，提出相应的地表水环境污染防治措施和实施水环境监测的建议。

1993 年，中国国家环境保护局首次颁布了 HJ/T 2.3—1993《环境影响评价技术导则 地面水环境》。该导则适用于厂矿企业、事业单位建设项目的地面水环境影响评价。其他建设项目的地面水环境影响评价也可参照执行。

该导则的主要内容包括：地表水环境现状评价，预测和评价建设项目实施过程中对地表水环境可能造成的影响，并针对这种影响和危害提出防治对策，预防与控制地表水环境恶化，保护水资源，为建设项目选址决策、工程设计和环境管理提供科学依据。

环境现状调查 调查范围为建设项目对周围地面水环境影响较显著的区域。在该区域内进行的调查，能全面说明与地面水环境相联系的环境基本状况，并能充分满足环境影响预测的要求。

调查时间根据当地的水文资料初步确定河流、河口、湖泊、水库的丰水期、平水期、枯水期，同时确定最能代表这三个时期的季节或月份。对于海湾，应确定评价期间的大潮期和小潮期。

环境影响预测 对于已确定的评价项目，都应预测建设项目对其产生的影响，预测的范围、时段、内容及方法均应根据其评价工作等级、工程与环境的特性、当地的环保要求而定。同时应尽量考虑预测范围内，规划的建设项目可能产生的环境影响。对于季节性河流，应依据当地环保部门所定的水体功能，结合建设项目的特性确定其预测的原则、范围、时段、内容及方法。当水生生物保护对地面水环境要求较高时，应简要分析建设项目对水生生物的影响。分析时一

般可采用类比调查法或专业判断法。

所有建设项目均应预测生产阶段对地面水环境的影响，该阶段的地面水环境影响应按正常排放和不正常排放两种情况进行预测。地面水环境预测应考虑水体自净能力不同的各个时段。通常可将其划分为自净能力最小、一般、最大三个时段。

评价建设项目的地面水环境影响　评价建设项目各生产阶段对地面水的环境影响，所采用的水质标准应与环境现状评价相同。兴建并向同一地面水环境排污时，应由政府有关部门规定各建设项目的排污总量。环保措施建议一般包括污染消减措施建议和环境管理措施建议两部分。消减措施建议应尽量做到具体、可行，以便对建设项目的环境工程设计起指导作用。环境管理措施建议包括环境监测的建议、水土保持措施建议、防止泄漏等事故发生的措施建议、环境管理机构设置的建议等。

dibiaoshui huanjing zhiliang biaozhun

地表水环境质量标准　(environmental quality standards for surface water)　为保护水资源，控制水污染，针对地表水环境所做的规定。制定该标准的目的是保障居民身体健康，维护生态平衡，改善地表水质量，促进经济发展，通过标准的执行可提高环境管理质量，制定环境治理规则，使全国范围的江河、湖泊和水库水域的水质得到改善，维护良好的水环境质量。

标准中水质项目及其限值的制定原则，是以危害性大、来源广、排放量多的有害物质为主，着重研究这些物质在水中的含量对水生物、人体健康、地下水等的影响，对农田土壤及农作物的影响，对造成水的感官性状恶化（产生异味、异色等）的影响持续存在的时间和消失情况，以及对水的自净化过程的影响等，再结合实测或实验数据等资料作为制定的依据。

中国对地表水中有害物质最高容许浓度的规定最早见于1962年发布的GBJ 1—1962《工业企业设计卫生标准》，1983年第一次发布了GB 3838—1983《地面水环境质量标准》，经过实践、总结、修订，于1988年发布了GB 3838—1988《地面水环境质量标准》，2002年国家环境保护总局又修订发布了GB 3838—2002《地表水环境质量标准》，根据1997年通过的《水污染防治法》，将标准中的“地面水”改称为“地表水”。标准依据地表水水域环境功能和保护目标的不同划分为五类。第Ⅰ类主要适用于源头水、国家自然保护区；第Ⅱ类主要适用于集中式生活饮用水地表水源地一级保护区、珍稀水生生物栖息地、鱼虾类产卵场、仔稚幼鱼的索饵场等；第Ⅲ类主要适用于集中式生活饮用水地表水源地二级保护区、鱼虾类越冬场、洄游通道、水产养殖区等渔业水域及游泳区；第Ⅳ类主要适用于一般工业用水区及人体非直接接触的娱乐用水区；第Ⅴ类主要适用于农业用水区及一般景观要求水域。对应地表水五类水域功能，将地表水环境质量标准基本项目标准值分为五类，不同功能类别分别执行相应类别的标准值。同一水域兼有多类使用功能的，执行最高功能类别对应的标准值。地表水环境质量标准基本项目包括水温、pH值、溶解氧、高锰酸盐指数、化学需氧量（COD）、五日生化需氧量（BOD_5）、氨氮、总磷、总氮、铜、锌、氟化物、硒、砷、汞、镉、六价铬、铅、氰化物、挥发酚、石油类、阴离子表面活性剂、硫化物、粪大肠菌群等24项。对于集中式生活饮用水地表水源地，还规定了硫酸盐、氯化物、硝酸盐、铁、锰等5项补充项目标准限值，以及三氯甲烷、四氯化碳、三溴甲烷等70项特定项目标准限值。标准规定了水质监测与评价方法。县级以上人民政府环境保护行政主管部门及相关部门按职责分工监督实施。

世界各国都有水质标准，但内容和要求各不相同。美国颁布的水质标准是按水的不同用途提出的各种标准，且纽约州、华盛顿州等规定了州的地表水水质标准，列出了各项指标的目标值和标准值。欧盟委员会1982年制定了适用于地表水的环境质量标准，1983、1984、1986、2000年和2008年分别进行了修订，规定了镉、铅、汞、镍及其化合物，以及苯、多环芳烃、总DDT等33种优先污染物的限值要求。欧洲共同体于1995年规定了作为饮用水源的地表水质量标准，分三级；水质指标共46项，分指导值和管理值。日本按不同区域规定不同标准，如河流分为六级、湖泊分为四级等，对重要水域制定的标准要求十分严格。

diji

地基　(subsoil)　承受建（构）筑物和设备管道等荷载的天然或经人工处理的受力地层。发电厂总平面布置时，首先需考虑将主厂房和烟囱、冷却设施、封闭式圆形煤场等主要建（构）筑物布置在地基条件较好的位置，优先采用天然地基。再根据各建（构）筑物对地基承载力和变形要求的不同，采用不同的地基处理方案和基础设计方式。

地基类型及处理　对建（构）筑物和设备基础下地基受力层，进行改善或加固其天然状态，提高其强度和稳定性，使之符合工程要求的处理措施。当地基土主要受力层的地基承载力和变形不能满足规范要求时，需进行地基处理。地基处理的方法需根据工程地质条件、建（构）筑物对地基承载能力的需求、材料供应、施工机具及施工技术能力等，通过技术经济比较后确定。

软弱地基　指由淤泥、淤泥质土、冲填土、杂填土或其他高压缩性土层组成的地基。浅层处理一般常用换土垫层法，对于夹层软土可采用复合地基处理方法处理。预制钢筋混凝土桩、预应力钢筋混凝土管桩、钢筋混凝土灌注桩等桩基常用于深层地基处理，桩长度较长时，则采用钢管或H形型钢桩。

对近海新近沉积冲填土和软土地基，除进行建（筑）筑物地基处理外，还可根据需要对场地进行预处理。常用的方法有动力排水固结法（即降水强夯）、堆载预压法、真空预压法、联合真空—堆载预压法等，可根据处理深度、排水条件、工期要求并考虑工后沉降等条件计算选型。对于煤场区域的堆载材料也可利用燃料煤分层进场加载，既经济又便于施工。

湿陷性黄土地基　在土的附加压力或自重压力下受水浸湿，产生附加下沉（简称湿陷）的地基，自重压力下沉的称为自重湿陷性黄土。根据计算湿陷量的大小，由轻微到严重分为Ⅰ～Ⅳ湿陷等级。发电厂建（构）筑物按其重要性和地基受水浸湿的可能性，分为甲、乙、丙、丁四类，甲类要求最高，需要全部消除湿陷性，其他分类则需要控制剩余湿陷量和最小处理厚度。对湿陷性黄土地基的处理采取地基处理

为主、防止地基浸水的综合措施。

当主要建筑物（甲类）基础下部15～30m深度范围内有较好持力层时，常采用钢筋混凝土扩底灌注桩、预制钢筋混凝土桩等方案；国内也有采用8000kN·m高能量级强夯及更严格防水措施，对主厂房地基进行加固处理的成功案例。基础下处理深度在15m以内时，其他建筑物主要处理方法为灰土（素土）挤密桩、水泥粉煤灰碎石桩、孔内深层强夯等复合地基处理方案；浅层处理主要采用垫层法或强夯法。

液化土地基　地震区饱和的砂土和粉土地基可能发生液化导致震陷，特别是不均匀震陷危害的地基。处理措施为全部或部分消除液化，同时对基础和上部结构采取加强措施。处理方法有桩基、加密法或换土垫层法等。

山区地基　针对填土地基、土岩组合地基、岩溶及土洞地基等岩土问题，在山区或岩溶地区，应根据地形地质条件并结合总体布置，减少填土厚度，避开岩溶、土洞发育以及可能发生滑坡威胁的地段。填土地基处理一般采用强夯、挤密法或组合地基处理方法；土岩组合地基可采用褥垫法或灌注桩、嵌岩灌注桩处理；岩溶及土洞地基可采用灌填堵塞、结构跨越法等，重要的建筑可采用桩基。

基础设计　将荷载传递给地层的地下承重结构件，称为基础。设计时，根据地基变形量、地基承载力或单桩承载力及设备基础布置情况，结合上部结构特点和使用要求，合理确定基础型式，验算地基与基础承载能力、抗变形及抗倾覆能力的设计。天然地基基础型式有独立基础、条形基础、十字形基础、片筏基础和锚杆基础，桩基础多以独立承台、条形承台为主。基础埋深主要取决于结构和工艺设备、沟道的布置需要。对大中型发电厂，除塔式锅炉基础外，主厂房和锅炉的天然地基基础一般埋深为4.5～6.5m，通常情况下，主厂房的基础埋深略深于锅炉基础。其他建（构）筑物基础埋深为1.5～3.0m。

主厂房和锅炉基础　承受主厂房建筑结构自重或锅炉本体设备和钢架自重、相应的工艺设备及管道荷载和风荷载、地震等作用，并分别将荷载传递给地基的地下结构件。

为节省投资，主厂房和锅炉基础埋深按区域可设在不同标高。当基础采用条形基础时，与一般建筑条形基础不同，主梁高度需为柱距的1/5～1/4。在微风化硬质岩石地基，锚杆基础也有工程应用实例。较早的引进机组中，因设有地下管道层，主厂房采用过箱型基础。1000MW机组的塔式锅炉基础可采用平板式筏形基础或十字梁桩基础、梁板式桩筏基础。

动力设备基础　除汽轮发电机组基座外，主要包括磨煤机、锅炉给水泵、送风机、引风机等。基础形式以大块式基础或弹簧隔振基础居多。磨煤机基础通常采用大块式基础，因基础与煤仓间框架基础不能分开时，应采取隔振措施。隔振措施主要有橡胶垫、砂垫层或弹簧隔振基础。弹簧隔振基础在钢球磨煤机及中速磨煤机基础中均有应用，基础布置需要为隔振器检修留出空间，其振幅效率可达85%～90%。汽动给水泵基础可采用独立的框架式基础或楼层弹簧隔振基础。上排汽的汽动给水泵和电动给水泵基础一般布置于地面，采用大块式基础。

对功率小于2000kW的电动给水泵、汽动给水泵、励磁机及各种离心泵的大块式基础，如基础重量大于5倍机器重量，可不做动力计算。

基坑支护　在软土场地或周边已有设施需要防护时，翻车机室、卸煤沟及深埋的地下转运站、隧道等需采取基坑开挖边坡支护。常用的支护措施有土钉墙、悬臂式排桩、内支撑式排桩等，排桩的形式有灌注桩、板桩、钢板桩等。

diji chuli

地基处理　（subsoil improvement）　当天然地基土的性质不能满足工程要求时，为提高地基土的强度、改善地基土的变形或渗透性质而对地基土加固改良的方法。当承载设备或建（构）筑荷载的基础下受力范围内各土层的承载能力或稳定性不足时，采用人工方法（物理的或化学的）对土层进行提高其强度和稳定性的强化处理，以改善其剪切、压缩、透水、动力特性及特殊土的不良地基特性，使之符合设计要求。地基处理有换土垫层法、夯实法、挤密法、振冲法、置换法、就地拌和桩法、预压法、压力灌浆法等。应视地基土的性质、处理的性质时效以及荷载的大小、沉降的要求等条件选用合适的地基处理方法。

换土垫层法　将基础以下一定范围内的软弱土挖除，换以素土、灰土、砂或砂砾、碎石、砾石、石屑、粉煤灰及其他工业排渣等，并层层夯实或压实、振实，作为基础的持力层。

夯实法　利用机械的能量在地基表面进行夯击、振动或碾压，使地基内一定深度的土层达到密实程度，从而提高地基强度的方法。常采用重锤夯实法、强夯法和强夯置换法。

重锤夯实法适用于处理厚度较薄的松散杂填土和湿陷性黄土地基。具体方法是使用起吊机械将重量为1.5～3t、底部直径为1m以上的锤，提升至2～6m高处自由下落，对表层土进行反复夯击使其密实。

强夯法系较深层加固地基的方法，适用于处理碎石土、砂土、低饱和粉土与黏性土、湿陷性黄土、杂填土和素填土等地基。利用带有自动脱钩装置的起吊机械将10～40t的重锤提升到10～30m高处使其自由下落，靠巨大的冲击能对土壤产生强大的冲击波和应力作用夯实土层。强夯设计时应进行原体试验，根据地基条件、工程要求确定设计参数（夯击能级、夯击工艺、夯锤参数、单点锤击数、夯点布置型式与间距、夯击遍数及相邻夯击遍数的间歇时间、地面平均夯沉量等）。

强夯置换法适用于一般性强夯加固不能奏效（塑性指数$I_p>10$）、高饱和度（$S_r>80\%$）的黏性土地基上对变形控制不严的工程。强夯置换方式分点式置换与整式置换法。点式置换法是利用强夯形成夯坑，在夯坑内填入硬质散体粒料如块石、碎石等，使坑内填料经过强夯，逐步扩大夯点直径后形成强夯置换墩与周围土体组成复合地基。整式置换法是用强夯方式将硬质散体粒料以垫层置换型式形成面的置换，通过强夯将含水量高的淤泥挤开形成硬壳层，通过强夯的动能传递间接地加固硬壳层下的土层，形成复合地基。

挤密法　一种深层加密处理地基的方法，主要是通过挤密地基，提高地基承载力和抗液化能力，降低地基压缩性。利用沉管、冲击或爆破等方式成孔，通过成孔过程中的横向挤压作用，桩孔内的土被挤向周围，使桩间土得以挤密，然后在孔中分层挤压填入黏性土、灰土或砂石等，分层捣实，

形成密实的土桩或砂石桩，土桩（或砂石桩）与挤密的桩周土组成复合地基。常用的有灰土（素土）挤密桩、砂石桩、柱锤冲扩桩、钻孔挤密桩等。

灰土（素土）挤密桩桩径宜为350～450mm，成孔可选择沉管、冲击、夯扩等方法，回填土料应符合设计要求，灰土应搅拌均匀，含水量接近最优含水量，夯锤直径应比桩径小9～12cm，重量不小于100kg。适用于含水量$W=W_p\pm3\%$时的湿陷性黄土、填土，处理深度一般为5～15m，当挤密前土的含水量大于24%、饱和度大于65%或土的含水量很不均匀时不宜采用。一般处理深度为5～10m。

砂石桩直径可取300～800mm，可采用振动沉管、锤击沉管或冲击等成孔，桩体材料可采用碎石、卵石、角砾、圆砾、砾砂、粗砂、中砂或石屑等硬质材料，适用于挤密松散砂土、粉土、素填土、杂填土等，也可用于处理液化地基。饱和软黏土不宜采用。

柱锤冲扩桩主要通过对原状土的动力挤密、强力夯实、动力固结、充填置换，使桩体与桩间土"咬合"产生共同作用，从而加固地基。直径宜为500～800mm，宜采用直径300～500mm、长度为2～6m、质量为1～8t的柱状锤反复冲击成孔，将填料分层填入桩孔夯实。适用于处理杂填土、粉土、黏性土、素填土和黄土等地基，处理深度不宜超过6m。

钻孔挤密桩直径宜为300～600mm，采用长螺旋钻等机械成孔，然后向孔内填料、夯实。适用于处理地下水位以上可成孔的各种地基土，用于提高地基承载力、降低地基土的压缩性和不均匀性、消除黄土的湿陷性等，适宜深度一般为8～20m。

振冲法　分加填料和不加填料两种。加填料的通常称为振冲碎石桩法。振冲法适用于处理砂土和不排水抗剪强度不小于20kPa的黏性土、粉土、饱和黄土、素填土和杂填土等地基。不加填料振冲加密适用于处理黏粒含量不大于10%的中、粗砂和松散的砂卵石地基。振冲碎石桩依靠振冲器的水平振动和高压水的共同作用，使松砂土层振密，或在软弱土层中成孔，然后边填砂石边振挤，最后形成较大直径的砂石柱体和柱体间的土组成复合地基，达到提高地基承载力和抗液化能力的处理目的。

置换法　利用人工、沉管、机械旋挖等方式在地基中成孔，以水泥、石灰等为固化剂掺加掺合料等置换软弱地基，形成加固体，与未加固部分形成复合地基，从而达到提高地基承载力、减少压缩量的目的。常用的有水泥粉煤灰碎石桩、夯实水泥土桩、石灰桩等。

水泥粉煤灰碎石桩（CFG桩）是由水泥、粉煤灰、碎石、石屑或砂等混合料加水拌和成形成高黏结强度桩，并由桩、桩间土和褥垫层一起组成复合地基的处理方式。桩径宜为350～600mm，可选用沉管、冲击、人工等方法成孔灌注成桩，也可选用长螺旋钻成孔、管内泵压混合料灌注成桩。适用于黏性土、粉土、砂土和已自重固结的素填土的地基处理。

夯实水泥土桩法是将水泥和土按设计比例拌和均匀，在孔内夯实至设计要求的密度而形成的加固体，并与桩间土组成复合地基的处理方式。桩径宜为300～600mm，挤土成孔可选用沉管、冲击等方法，非挤土成孔可选用长螺旋钻、人工成孔，采用机械夯实桩孔内的水泥土。适用于地下水位以上的粉土、素填土、杂填土、黏性土等的地基处理。处理深度不宜超过10m。

石灰桩法是由生石灰与粉煤灰等掺合料拌和均匀，在孔内分层夯实形成竖向增强体，并与桩间土组成复合地基的处理方式。桩径常为300～400mm，可采用人工成孔或机械成孔，成桩可采用人工夯实、机械夯实、沉管反插、螺旋反压等工艺。适用于饱和黏性土、淤泥、淤泥质土、素填土、杂填土等的地基处理。处理深度一般不超过8m。

就地拌和桩法　利用特制的深层搅拌机械或高压喷射设备，在地基深处就地将需要处理的地基土和固化剂拌和，通过固化剂的水化至硬凝等反应加固软土的方法。施工方法分搅拌桩法和高压喷射法。

搅拌桩法以水泥作为主固化剂，通过深层搅拌机械，将固化剂和地基土强制搅拌，使软土硬结成具有整体性、水稳定性和一定强度的桩体，与周围土体形成竖向承载的复合地基。也可用作基坑围护挡墙、止水防渗帷幕。按施工方法不同分湿法和干法两种。湿法使用水泥浆作为固化剂，通常称为深层搅拌法；干法使用水泥粉作为固化剂，通常称为粉喷搅拌法。适用于淤泥、淤泥质土、粉土、饱和松散砂土、饱和黄土、素填土等的地基处理。

高压喷射法是利用高压喷射设备产生的喷射流切削土体，达到设计要求深度后，通过灌浆杆的旋转和升降，在下端的特殊喷射装置向四周喷射水泥浆液，使土体在原位与固化剂搅拌混合均匀，凝固后在地基中形成一定直径的圆柱体，也称旋喷桩。该方法适用于淤泥、淤泥质土、流塑、软塑或可塑黏性土、粉土、砂土、黄土、素填土和碎石土等的地基处理，还可用于基坑施工。高压旋喷法分旋喷、定喷和摆喷三种。根据工程需要和土质条件，可分别采用单管法、双管法和三管法。加固形状可分为柱状、壁状和块状。

预压法　利用排水固结的原理，在荷载作用下，使地基土固结的地基处理方法。为了加速预压地基的固结速度，应根据场地地基土特性在地基土中设置竖向排水（如塑料排水板、袋装砂井等），在地表设置水平排水体。适用于处理淤泥质土、淤泥和冲填土等饱和黏性土地基。预压法主要有堆载预压法和真空预压法。

堆载预压法通过在需加固的地基上临时堆填土石方、砂石等进行加载预压，预压荷载需分级加载，确保每级荷载下地基的整体稳定性。预压所需时间的长短，取决于地基土层的排水条件、厚度和预压荷载的大小等因素，通过理论计算预计，预压期间应不断监测地面沉降和土中孔隙水压力的消散情况，对加载予以控制。对变形有严格限制的建筑物，应采用超载预压法。

真空预压法可用于加固区能形成稳定的真空度的软土地基，在土层上铺设砂垫层，在砂垫层中部布置滤水管道，其上宜有10～20cm厚砂覆盖层，然后用密封膜密封砂垫层，用真空泵抽气，使地下水位降低，加速地基固结。真空预压加固地基时，荷载可一次快速施加。预压期间应对泵、膜下、竖向排水体及被加固土体不同深度的真空度、地表沉降、土层沿深度的侧向位移、孔隙水压力等进行监测。当建筑物基底压力超过真空预压所能达到的预压荷载时，可采用真空—堆载联合预压法。

压力灌浆法　用压力将某些能固化的浆液注入土层或岩层的裂隙或孔隙，以改善其物理力学性质，起到防渗、堵漏、加固的作用。广泛适用于黏性土、砂、砂砾、湿陷性黄土、松散的石层地基。按照其目的不同分为三种方法：①渗入性灌浆：浆液注入的压力不大，土层结构不受扰动和破坏，适当的改善土层的物理力学性质。②劈裂灌浆：浆液注入的压力较大，浆液克服地层的初始应力和抗拉强度，扰动和破坏了土体结构，但可扩散到较大范围。③压实灌浆：通过钻孔向土层中压力灌浆，在压浆点周围形成泡形浆体，压实四周土层。

dixiashui huanjing yingxiang yuce yu pingjia

地下水环境影响预测与评价　(groundwater environmental quality forecast and impact assessment)

进行地下水环境现状评价，预测和评价建设项目实施过程中对地下水环境可能造成的直接影响和间接危害（包括地下水污染、地下水流场或地下水位变化），并针对这种影响和危害提出防治对策。

2011 年，中国环境保护部首次颁布了 HJ 610—2011《环境影响评价技术导则　地下水环境》。该导则适用于以地下水作为供水水源及对地下水环境可能产生影响的建设项目的环境影响评价。规划环境影响评价中的地下水环境影响评价可参照执行。

该导则主要内容包括：地下水环境现状调查与评价、地下水环境影响预测、地下水环境影响评价和地下水环保措施与对策。

地下水环境现状调查与评价　应遵循资料搜集与现场调查相结合、项目所在场地调查与类比考察相结合、现状监测与长期动态资料分析相结合的原则。地下水环境现状调查与评价工作的深度应满足相应的工作级别要求。当现有资料不能满足要求时，应组织现场监测及环境水文地质勘察与试验。对一级评价，还可选用不同历史时期的地形图，以及航空、卫星图片进行遥感图像解译配合地面现状调查与评价。对于地面工程建设项目，应监测潜水含水层以及与其有水力联系的含水层，兼顾地表水体。对于地下工程建设项目应监测受其影响的相关含水层。对于改、扩建Ⅰ类建设项目，必要时监测范围还应扩展到包气带。地下水环境现状调查与评价的范围以能说明地下水环境的基本状况为原则，并应满足环境影响预测和评价的要求。

地下水环境影响预测　建设项目地下水环境影响预测应遵循 HJ 2.1《环境影响评价技术导则　总纲》中确定的原则进行。考虑到地下水环境污染的隐蔽性和难恢复性，还应遵循环境安全性原则，预测应为评价各方案的环境安全和环境保护措施的合理性提供依据。

预测的范围、时段、内容和方法均应根据评价工作等级、工程特征和环境特征，结合当地环境功能和环保要求确定，应以拟建项目对地下水水质、水位、水量动态变化的影响及由此而产生的主要环境水文地质问题为重点。

地下水环境影响预测方法包括数学模型法和类比预测法。其中，数学模型法包括数值法、解析法、均衡法、回归分析、趋势外推、时序分析等方法。

地下水环境影响评价　评价应以地下水环境现状调查和地下水环境影响预测结果为依据，对建设项目不同选址（选线）方案、各实施阶段（建设、生产运行和服务期满后）不同排污方案及不同防渗措施下的地下水环境影响进行评价，并通过评价结果的对比，推荐对地下水环境影响最小的方案。

地下水环境保护措施与对策　地下水保护措施与对策应符合《中华人民共和国水污染防治法》的相关规定，按照“源头控制，分区防治，污染监控，应急响应”，以及突出饮用水安全的原则确定。

dixiashui zhiliang biaozhun

地下水质量标准　(quality standard for ground water)

为保护和合理开发地下水资源，防止和控制地下水污染，保障居民身体健康，促进经济建设，对地下水水质所做的规定。地下水质量标准是地下水勘查评价、开发利用和监督管理的依据。

中国国家标准 GB/T 14848—1993《地下水质量标准》于 1993 年由国家技术监督局首次颁布实施，规定了地下水的质量分类、监测方法、评价方法和地下水质量保护，适用于一般地下水，不适用于地下热水、矿水、盐卤水。依据中国地下水水质现状、人体健康基准值及地下水质量保护目标，并参照了生活饮用水、工业用水、农业用水水质最高要求，将地下水质量分为五类：第Ⅰ类主要反映地下水化学组分的天然低背景含量，适用于各种用途；第Ⅱ类主要反映地下水化学组分的天然背景含量，适用于各种用途；第Ⅲ类以人体健康基准值为依据，主要适用于集中式生活饮用水水源及工、农业用水；第Ⅳ类以农业和工业用水要求为依据，除适用于农业和部分工业用水外，适当处理后可做生活饮用水；第Ⅴ类不宜饮用，其他用水可根据使用目的选用。标准列出的水质控制项目包括色度、浑浊度、pH 值、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、有毒有害重金属化合物、有机有害物质、总大肠菌群、细菌总数和放射性等 39 个项目。该标准 2004 年复审后，仍沿用。

其他国家或地区也有类似的标准。如日本环境省于 1997 年发布了地下水污染环境质量标准，1999 年 2 月将污染物增加到 26 项，包括镉、氰化物、六价铬、砷、总汞、烷基汞、二氯甲烷、四氯化碳、苯、氟化物、硼等。美国纽约州早在 1967 年就制定了地表水和地下水质量标准及地下水污染限值，之后进行过多次修订。

dianhuo zhuangzhi

点火装置　(flame ignitor)

利用电能点燃油、气火焰再点燃主火焰的装置。由电引燃器（电点火器）、点火油枪、进退装置和升压电源等组成。一台锅炉上通常设有几个点火装置，每个装置上均设自备点火器。

煤粉燃烧器的点火使用液体或气体燃料，采用多级点火方式。由电引燃器发火顺次点燃气体燃料、液体燃料，然后点燃煤粉，称三级点火；或者由电引燃器发火直接点燃点火油枪供给的液体燃料（轻油或重油），再点燃煤粉，称二级点火。当气、液体燃料被点燃经火焰检测确认后，电引燃器退出。点火装置自动化程度高，装设在炉前，工作条件恶劣，须加强维修。

用途　分为单一点火和点火稳燃两种，两者无明显区别。点火装置只在起动时用来点燃主火焰，待燃烧稳定后立即停掉。点火稳燃装置除有点火功能外，还兼有锅炉起动升压和低负荷稳燃功能。

热功率　电点火器的最小容量（电能量）约为该点火油枪热功率的1%～2%。每个气体点火装置的热功率不小于1044MJ/h（290kW）。每个燃油、燃煤锅炉的油点火稳燃装置的热功率不小于2088MJ/h（580kW）。各油点火稳燃装置的总热功率一般为锅炉额定负荷下总输入热功率的20%～30%。

构造与种类　点火装置可按电引燃原理，分为电火花-气体点火器、高频高压电火花点火器和高能电火花点火器等。

（1）电火花-气体点火器：利用高压电火花点燃气体燃料，然后点燃主燃料（见图1）。可燃气体在混合室内与空气混合。部分气体由点火器中心进入，被电火花点燃后，再引燃周围可燃气。

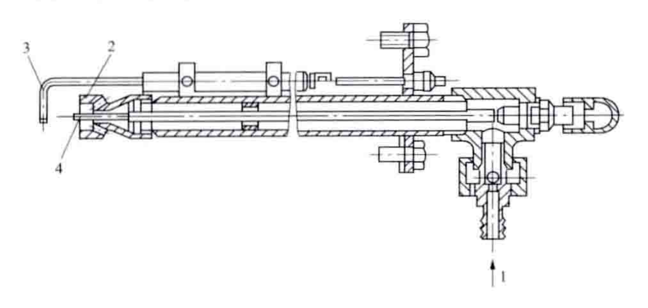


图1　电火花-气体点火器
1—燃料；2—喷嘴；3—火焰检测器；4—电极棒

（2）高频高压电火花点火器：由电火花发生器及棒形点火枪组成。电源在振荡回路中产生高频振荡，经高频变压器升压至20000V产生电火花可直接点燃重油（见图2）。

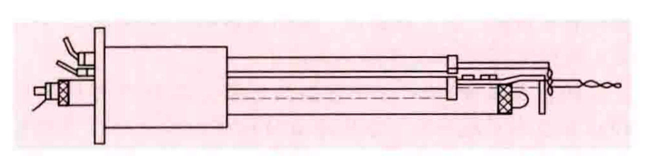


图2　高频高压电火花点火器

（3）高能电火花点火器：由高能点火变压器和点火嘴组成。利用点火变压器的RC电路充放电功能，使点火器两电极半导体面上形成能量很大的火花，可直接点燃重油（见图3）。

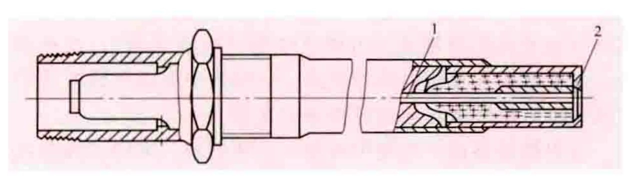
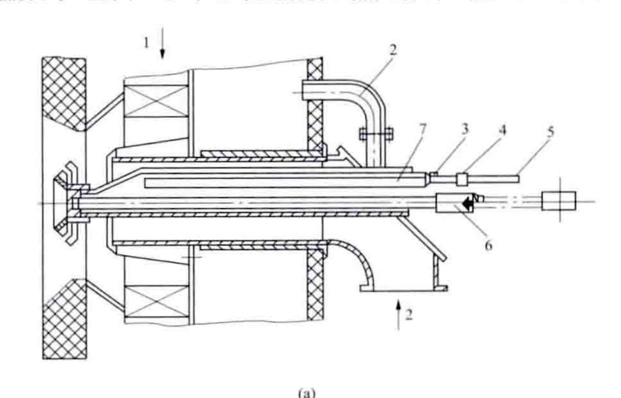


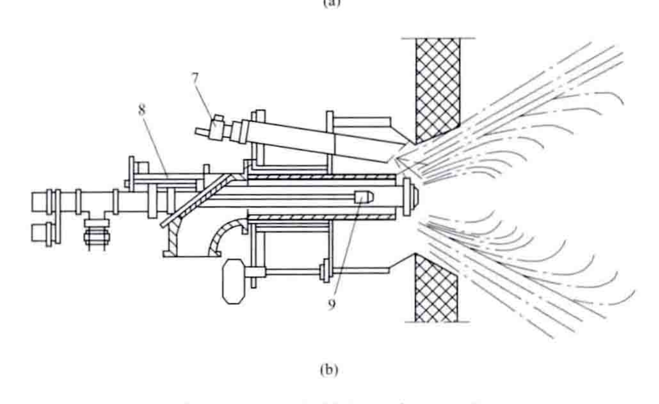
图3　高能电火花点火器
1—中心电极；2—半导体发火面

布置　点火油枪的布置直接影响点火效果与节能效果。不同的燃烧方式，需要不同的电点火器布置形式。

（1）旋流式燃烧器的点火装置有中心和侧面倾斜两种布置方式（见图4）。中心布置紧凑、点火容易，点火位置要求



(a)



(b)

图4　旋流式燃烧器布置方式
(a) 点火器中心布置方式；(b) 点火器侧面倾斜布置方式
1—二次风；2—空气；3—火焰监测器引线；4—可燃气；5—点火引线；6—点火油枪；7—电火花气体点火器；8—调风器操纵器；9—火焰监测器

不严，但中心管径要求较大。侧面倾斜布置有两种：一种是点火油枪与电点火器均斜向插入；另一种是电点火器斜向插入，点火油枪布置在燃烧器中心管内。

（2）切向直流式燃烧器的点火装置一般是将电点火器和点火油枪布置在与一次风口相近的二次风口中或一次风口的侧面（见图5）。

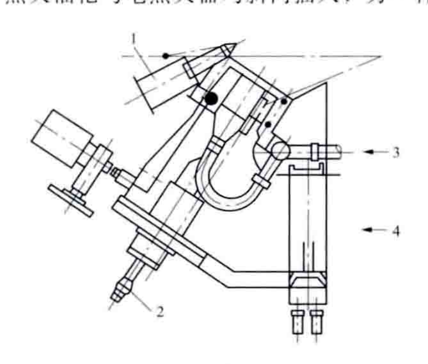


图5　直流式燃烧器点火器布置方式
1—点火器；2—油枪；3—天然气；4—空气

dianchang huaxue

电厂化学

（power plant chemistry）　与火电厂生产过程密切相关的应用化学。通过研究生产过程中所用的水、油、气和燃料的特性及其物理化学反应规律，研究相关处理技术，其目的是防止热力设备的结垢、积盐和腐蚀；防止充油设备油质的老化；改善锅炉燃烧工况，节约燃料；为发供电设备的安全经济运行提供保障。此外，为了节约用水和保护环境，还应研究天然水的高效利用和废水的再利用等。

形成　火电厂水、油、燃料的性能对设备的运行效率和

寿命的影响，在采用低压热力设备和低电压电气设备时就明显地显示出来了。为保证设备的安全经济运行，开展了有关理论和应用技术的研究。之后，随着设备参数的提高和机组容量的增大，对水、油、燃料的性能指标的要求越来越高，尤其是当直流锅炉、亚临界及以上压力锅炉和超高压电气设备广泛应用后，电厂化学发展到一个崭新的阶段。在长期的发展过程中，对水、油、燃料的研究，涉及水化学、蒸汽化学、水处理工艺学、金属腐蚀科学、石油化学、燃料化学、有机化学和分析化学等多种学科，而且都是根据火电厂的特点进行了专门系统的机理研究和应用研究，从而逐步建立了完整的体系，形成了电厂化学。

内容 主要研究水垢的形成和防止、金属的腐蚀与防护、积盐的形成和防止、油质的老化与稳定、动力燃料特性以及化学监督。

水垢的形成和防止 水中悬浮和溶解的各种物质，沉积于火电厂热力系统金属受热面上形成水垢的过程，是水质不良表现出的危害，也是电厂化学研究的基本课题，尤其是热力设备在高温高压、高热负荷、高蒸发强度和各种流体动力工况下运行，使水的物理化学过程十分复杂，因此，要以化学反应热力学和化学反应动力学来研究各类锅炉金属受热面形成各种沉积物的过程，以及沉积物在热力系统运行工况发生变化时的物理化学过程，以揭示水垢形成的机理。

水垢的防止，主要是研究去除和稳定水中的结垢物质的技术，包括：混凝、中和、稳定、氧化还原过程及工艺，重力分离和过滤截留过程及其设备，曝气、吸附、膜分离和离子交换过程及其设备，以逐步完善水处理工艺学。其次是从水化学工况和热工况研究控制沉淀的形成和改变沉积物特性的机理和方法。

金属的腐蚀与防护 由于外部环境的化学作用或电化学作用而引起金属损坏的腐蚀，在火电厂水、汽、烟气以至汽轮机油系统都可能发生。火电厂热力设备金属腐蚀，主要是在水、汽介质中，在高温高压、高热负荷、高蒸发强度和相变条件下的腐蚀过程，包括：在水中含有不同量的各种物质下的腐蚀行为、不同热工况和流体动力工况的腐蚀规律、应力作用下的金属腐蚀过程、蒸汽在高温高压环境中和降压降温及相变条件下对金属的腐蚀过程、金属受热面生成的各种沉积物与金属腐蚀的相关性、高温高压下金属腐蚀的化学和电化学反应、综合因素促进的金属腐蚀过程等。

鉴于火电厂热力系统庞大，设备种类繁多，金属材料不一，以及运行工况差别甚大，为此要从多领域进行防腐蚀的研究。概括起来有：环境（介质）处理，去除水、汽中引起金属腐蚀的有害成分；添加各类药剂，使介质处于稳定状态；表面保护技术；电化学保护技术；合理选材以适应环境；有效去除设备内表面沉积物的技术，以及金属腐蚀失效的类型、特征和腐蚀失效分析技术等。

积盐的形成和防止 锅炉蒸汽携带水中的各种物质，会在蒸汽通流部分析出，形成积盐。它的形成与高温水化学和蒸汽化学紧密相关。其物理化学过程的研究，主要包括：炉水中各种物质在不同参数下引起蒸汽携带的机理；锅炉运行工况和蒸汽携带的规律；饱和蒸汽及过热蒸汽在各种参数下对强电解质和弱电解质的溶解特性和沉积规律，以及蒸汽携带的各类物质在压力温度变化和相变环境下的物理化学过程等。

为了防止积盐，主要研究去除和减少水中能引起蒸汽携带的各种物质的物理和化学技术；通过水汽优化试验调整水中物质的含量及其比值，制定适合各种参数锅炉的运行工况和水化学工况等。

油质稳定、老化与处理再生 油质在设备运行过程中因内外因素引起老化产生许多有害物质，而失去原有的优良性能。为保持油质长期稳定，要研究油质老化的机理。包括：油质的物理、化学和电气性能，油品在各种充油设备运行条件下和各种环境因素（水分、氧气、温度、金属和绝缘材料、电场强度等）作用下的老化过程，油的化学组成与适应充油设备需要的相关性等。随着发电设备技术的发展，研究新型润滑、绝缘介质性能及其在运行中的变化规律。

为预防运行中的油质老化和恢复劣化油品的性能，应研究各种添加剂和截留、分离、吸附等油处理再生技术，以及各种作用的协同效应。

动力燃料特性分析 动力燃料的特性直接关系到锅炉的设计选型、经济环保及安全运行，因此要对燃料特性及其测试技术进行研究。除工业分析、元素分析、热值测定外，还包括：燃料的燃烧、粉碎和流动特性，煤灰的高温特性；煤灰结渣和沾污的机理及预防、清除技术；燃料采制样的机械化和校验技术的仪表化；动力燃料的分类等。

化学监督 火电厂技术监督的组成部分，也是电厂化学研究的内容。它是通过建立和不断完善有关的标准、规程、导则、规范、条例和制度，并以此为依据，对生产过程中的水、汽、油（汽轮机油、变压器油、抗燃油）、气（H_2、SF_6）、燃料和灰等进行质量监督分析，并及时研究提出和敦促采取各种有效措施，改善和提高其质量，以避免由于其品质不良引发设备事故。通过化学监督及时发现和消除造成异常现象和设备隐患的化学因素，研究掌握内在规律，保证设备安全经济运行。

展望 中国火电工业的发展面临着水资源分布不均和日益严格的环境保护要求，煤炭产地大多是水资源短缺的地区，火电建设布局受到水量不足的制约，因此，节约用水和减少污染排放已成为电厂水处理密切关注和急需考虑的现实问题。海水淡化水处理技术、热电水联产技术、海水循环冷却水处理技术都是未来一段时间持续研究完善的方向。

超过滤、反渗透与填充床电渗析（EDI）联合的“全膜法处理技术”具有很好的环保性和广泛的水源适应性。可大幅度降低酸、碱等化学药剂的耗量，减少污染废液排放。

随着锅炉补给水质量的提高，凝汽器泄漏已成为热力系统水中杂质的主要来源，需要拓展锅炉热化学试验的概念，实行水汽优化调整，提高汽水质量在线监控水平，开展给水化学运行工况的实时监测和调整的应用研究，开发和应用凝汽器管快速检漏及在线监测技术。掌握蒸汽在汽流通道对氧化物、沉积物的溶解及各类杂质成分随蒸汽压力、温度变化析出、沉积和分解的规律，形成汽轮机蒸汽化学。

在给水处理和炉水化学工况方面，推行加氧处理技术，降低热力设备和管道的金属腐蚀及其产物在受热面上的结垢。

电力用油、气监督要实现质量分析自动化，对油、气物理化学性能的劣化引发的发、供电设备故障实行智能化诊

断，以及对油质的在线处理。

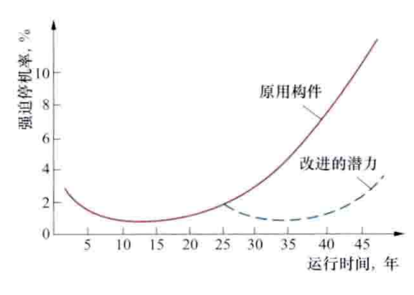
研制煤质快速分析仪器，针对锅炉燃烧要求，对入炉煤质实现自动调配混煤。开发煤场混堆及合格燃料的供应系统综合管理技术。

dianchang yanshou

电厂延寿 (power plant life extension) 采用各种技术和措施延长超期服役火电厂的寿命。目的是使超期服役火电厂能满足现在和将来所要求的运行工况下的安全经济运行。

电厂延寿主要是基于新建电厂的投资与改造老机组投资的比较分析以及改造后机组的安全运行寿命、经济寿命等。

进行电厂延寿要根据负荷预测和系统规划，逐个评定系统内现有运行机组的状态，并与新建机组比较，合理选定经济上优先的老机组进行延寿改造。一般来说，未经延寿改造的老机组事故率（即强迫停机率）较高（见图），另外还有蒸汽参数可能比现代化机组低以及控制系统落后等缺点，这些都是在电厂延寿中必须考虑的问题。



火电机组强迫停机率与累计运行时间的关系

电厂延寿的主要内容包括：设备评估、投资分析、关键部件寿命评估和延寿措施四个方面。

设备评估 在系统总体评估的前提下评估设备延寿在技术上的可行性。包括对设计资料、质量保证书、运行参数（温度、压力等）变化、起停情况（次数和速度）、事故情况和检修历史的调查，对构件材料性能的了解，对构件或机组寿命损耗情况的估算，确定需要延寿时间的目标和可能的运行工况等（调峰和起停速度等）。

投资分析 主要对新建电厂的投资与改造老机组的投资费用以及改造后的老机组的安全运行寿命、经济寿命等进行对比分析。

关键部件寿命评估 对关键部件进行寿命诊断和评估以确定其剩余寿命，进而分析机组是否有延寿改造价值。（见*寿命评估和寿命诊断技术*）

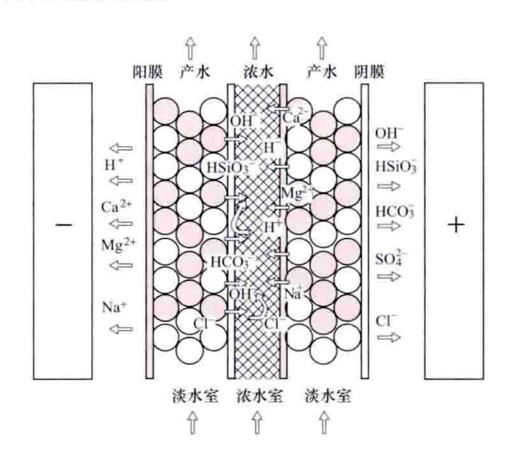
延寿措施 经过设备评估、投资分析和关键部件寿命评估，然后进行综合分析，确认机组有延寿改造价值后，提出机组以至整个电厂的延寿措施。包括需要更换的部件；关键部件的检测监督项目、检测周期；确定机组最佳运行方式；安排机组合适的检修计划等。

在延寿工作执行中，应根据机组的安全状态不断的获得新的检测、试验和分析结果来修正以前的寿命评估结果、检修计划和措施。

dianchuyan

电除盐 (electrodeionization，EDI) 将电渗析技术和离子交换技术有机结合，在电渗析器的淡水室中填充离子交换剂，在直流电场的作用下，实现电渗析、离子交换除盐和离子交换连续电再生的一种除盐工艺，又称电去离子。电除盐技术是一种不耗酸碱而制取纯水的新技术，适用于处理反渗透出水等低含盐量的水。电除盐产水水质满足锅炉用水对电导率、硬度和硅等指标的要求。

原理 在直流电场的作用下，利用离子交换膜对离子的选择透过性，以离子交换树脂作为离子迁移介质，水中的带电离子发生定向迁移从而使水得到纯化的过程。如图所示，水中的带电离子按电流方向从淡水室穿过选择性透过离子交换膜进入浓水室，淡水室中的水即被淡化为纯水，而浓水室的水即为含盐的浓水。



电除盐工作原理图

装置 将一个或若干个电除盐膜组件通过阀门、连接管路并联组合在一起，与配套的保安过滤器、检测仪表、控制系统、直流电源以及辅助系统一起，组成具有去离子功能的纯水制备装置。

电除盐膜组件按结构类型分为板框式和卷式两种，应用最为广泛的是板框式结构，它的内部部件为板框式，设备外形一般为长方形；卷式膜组件是将浓水配集管兼作电除盐的负极，膜卷包裹的一层外壳作为阳极。

特点 与传统混合离子交换技术相比，电除盐有如下特点：①可连续工作，产水水质好，出水电导率小于0.15μS/cm，而且运行成本低；②无需化学再生药剂，因而不需设置酸碱储存和再生、中和设施，简化了系统，占地面积小；③电除盐连续运行的方式简化了操作程序。

但电除盐也有一些缺点：①电除盐对进水要求非常严格，预处理工艺复杂，通常需要两级反渗透处理，初期设备投资较大；②要求严格的管理程序和多重保护措施，尽量在自动化程序下运行。

发展 20世纪80年代，密理博（Millipore）公司推出第一台商业性的电除盐设备，20世纪90年代，电除盐技术得到快速发展，加拿大易塞尔（E-Cell）公司推出了一种新型的电除盐系统，这种装置是框架组装式，实现了电除盐装置构成的膜块化，从而变成并联膜组件数目就能达到增减电除盐装置容量的目的。21世纪以来，电除盐出水电阻率一般为17～18MΩ·cm（25℃），完全达到传统离子交换混床的处理水平，而且对 CO_2、SiO_2 等弱电解质的去除率优于传统离子交换法。

中国电除盐的研究集中在20世纪80年代初，当时称电除盐为填充床电渗析。90年代末期，国外电除盐设备的引

入，在中国才开始真正推广电除盐技术，最早应用的行业是制药、化学和半导体行业。随着中国对火电厂环保要求的不断提高和电除盐技术的不断发展完善，电除盐技术逐渐在火电厂锅炉补给水处理系统中得到推广应用。

参考书目

周柏青．全膜水处理技术．北京：中国电力出版社，2008.

diancifa

电磁阀 （solenoid valve） 利用电磁力驱动的阀门。是自动控制系统中的一个执行部件，用于控制流体介质的通断或改变其流动方向，以达到控制工艺过程的目的。

电磁阀由电磁部分、中间部件、阀座及手动操作器四部分组成。

（1）电磁部分由电磁线圈与磁芯构成，电磁线圈可接受运行人员或自动装置发出的指令励磁或失磁，磁芯受电磁线圈驱动。

（2）中间部件由磁芯带动，分直动式与先导式两种。直动式是由磁芯直接开启常闭阀的孔或关闭常开阀的孔，开启阀门需要的力与孔尺寸及流体压力成正比；先导式则是由磁芯带动一先导孔或旁通孔，线圈断电，先导孔关闭，管线压力通过旁通孔施压于活塞或膜片顶部，严密关闭阀门，线圈通电，磁芯开启先导孔，通过阀出口消除活塞或膜片的顶部压力，管线本身压力将膜片或活塞推离主孔，开启阀门。在孔径大、介质压力高的工作条件下，用先导式电磁阀，但对介质的洁净度要求高。

（3）阀座用来连接被控介质管道或输出管道。

（4）手动操作器为人工方式控制电磁阀的手段，分短暂式与保持式两种。

电磁阀接通路数可分为二位二通、二位三通、二位五通（四通）、三位三通和三位五通五种型式；按工作环境其外壳密封类别分为普通型、户外型（防雨、防尘、防冰雪）、防腐型、潜水型和防爆型等；电磁阀的电磁线圈绝缘等级有三种，B级其温度限制130℃，F级其温度限制155℃，H级其温度限制180℃；电磁阀按控制方式可分为单电控、双电控、常闭型、常开型。单电控（单线圈）是单稳态动作形式，无记忆作用，断电复位；双电控（双线圈）为双稳态动作形式，有记忆作用，断电保位。常闭型断电阀关闭，通电阀开启；常开型断电阀开启，通电阀关闭。

电磁阀尺寸的大小由流体流量的最大和最小值、流体的静压及阀的压差大小、流体的密度、温度和黏度等决定，流量系数 C_V 是关键参数。

dianci fuhe

电磁负荷 （electro-magnetic loading） 电负荷和磁负荷的总称。电负荷（A_c）又称电枢线负荷，表示沿电枢表面单位周长的安培导体数（A/m）。磁负荷（B_g）又称气隙磁密，是空载时沿气隙表面的平均磁通密度（T）。

电磁负荷（A_cB_g）不但决定制造交流发电机的材料利用水平，还与一系列运行性能和参数有关。同步发电机的视在功率为 $S=kA_cB_gD^2Ln$，kV·A。式中 D 为电枢直径，m；L 为电枢长度，m；n 为发电机转速，r/min；k 为与绕组系数等有关的常数。因此发电机的材料利用系数或称为出力系数，即

$$C=\frac{S}{D^2Ln}=kA_cB_g$$

提高电磁负荷可以提高单机容量，但也影响铜损和铁损。磁负荷 B_g 的选择受到铁芯齿部饱和的限制。硅钢片的最大磁通密度为2.0～2.2T，使用的气隙平均磁通密度一般不超过其一半，即0.8～1.1T。电负荷 A_c 的选用受绕组的铜损、温升、效率及槽漏抗的限制，并与电机的绝缘和冷却方式有关。空气冷却的中、小型汽轮发电机的 A_c 一般在40～75kA/m之间；大容量汽轮发电机由于采用了导体内直接冷却，A_c 一般取值在100～250kA/m范围内，此时要注意在定子绕组端部和端部构件中因漏磁大而产生的附加损耗并引起局部过热。当气隙长度一定时，同步电抗与 A_c/B_g 成正比，因此电负荷与磁负荷的选择也会影响发电机的运行性能。

dianci gonglü

电磁功率 （electro-magnetic power） 通过发电机定、转子间的电磁作用，经气隙电磁场传送给电枢绕组的有功功率，即*电磁制动转矩*与转子角速度的乘积。电磁功率减去电枢绕组的电阻损耗，即为发电机的输出功率。电磁功率加上发电机励磁绕组电阻损耗，定、转子铁芯损耗及通风损耗和轴承的摩擦损耗，即为原动机输入发电机的机械功率。

同步发电机在恒定励磁、恒定频率和恒定电网电压下对称、静态运行时，电磁功率和功角有关（见*汽轮发电机特性曲线*）。如果发电机转子发生振荡，则电磁功率不仅与功角有关，还与功角对时间的导数有关。前者为同步电磁功率，与同步电磁转矩相对应；后者为异步电磁功率，与阻尼电磁转矩相对应。

dianci zhidong zhuanju

电磁制动转矩 （electro-magnetic braking torque） 由*同步发电机*定、转子电磁作用形成的作用于转子上与旋转方向相反的转矩。当发电机稳定地向对称负载输送电能时，电枢旋转磁场和转子磁极同速同向旋转，无相对转动，两者之间因同极性相斥、异极性相吸而形成平稳的电磁制动转矩。该电磁转矩加上作用于转子上的轴承和通风摩擦转矩及同轴励磁机的励磁功率转矩等，构成作用于转子上的总阻转矩。原动机作用于发电机转子上的驱动转矩应等于总阻转矩，才能保持发电机匀速平稳运行。

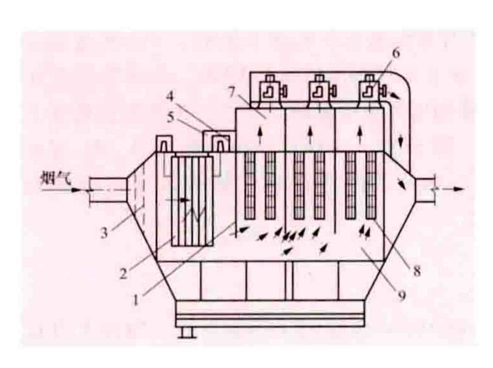
静态运行中，负载没有变动，电磁制动转矩等于发电机中通过气隙磁场传送给电枢绕组的*电磁功率*除以转子的角速度。在恒定励磁、恒定频率和恒定电网电压下，电磁制动转矩的大小和发电机*感应电动势*超前于发电机端电压的时间相位角 θ 有关，θ 称为功角。

运行条件有突然较大变动的暂态过程中，电磁转矩和发电机各绕组中的暂态电流有关，除了方向一定的平均转矩分量外，还会有方向交变的交变转矩分量出现。当发电机非同期合闸，或电网发生突然短路等故障时，发电机的暂态电磁转矩可能达到极大的数值。在汽轮发电机组的轴系强度设计时必须考虑暂态电磁转矩引起的*轴系扭振*的影响。

diandai fuhe chuchenqi

电袋复合除尘器 (electrostatic-bag precipitator) 将静电和袋滤两种除尘机理相结合的除尘设备。电袋复合除尘器提高了整机的综合性能，适用于老机组的静电除尘器改造。已有河南新密电厂 2×1000MW 机组等多台电袋复合除尘器的工程实例。

结构与原理　电袋复合除尘器中，静电除尘区和袋过滤区两部分组合在一个箱体内，如图所示。含尘烟气首先进入静电区使粉尘荷电，大部分粉尘颗粒被脱除。前级电除尘区捕集约80%的烟气粉尘，后级滤袋过滤区捕集少量的残余粉尘。实际运行中，前级电场还起到缓冲区作用，提高了设备容错能力，且使粉尘充分荷电。荷电的微细粒子凝聚成“松散”的粗颗粒，可改善沉积在滤袋表面的粉尘层的过滤特性，提高滤袋的清灰效果，延缓滤袋本身阻力的上升速度。



分区组合型电袋复合除尘器结构

1—导流均布板；2—电场；3—气流分布板；4—旁路提升阀；5—旁路；6—提升阀；7—进气室；8—滤袋；9—过滤室

性能特点　①除尘效率受煤种、烟气工况、飞灰特性等因素的影响较小，除尘后烟尘排放浓度可稳定在 20mg/m³ 以下或更低。②运行阻力低。由于滤袋承受的粉尘负荷少，荷电粉尘的气溶胶效应改变了滤袋粉饼结构，粉尘之间排列较松，透气性好，使滤袋阻力变小、易于清灰。③清灰周期长，滤袋寿命延长。由于前级静电除尘区收集了绝大部分的粗颗粒粉尘，有效减缓粗颗粒粉尘对滤袋的冲刷磨损，除尘器单位时间内相同滤袋面积沉积的粉尘量少，滤袋的清灰周期延长。实际运行中可采用在线清灰方式以减少滤袋气布比波动量。④运行、维护费用低。滤袋使用寿命的延长可降低滤袋的更换维护费用；运行阻力降低可节省风机的电耗；清灰周期长可节省压缩空气消耗量和电耗。电袋复合型除尘器的运行、维护费用与袋式除尘器相当。

电袋复合除尘器的主要技术保证措施有：①应选择具备抗氧化腐蚀特性的滤料，不宜选用袋式除尘器常用的 PPS 滤料。②应采用可靠的气流均布装置。静电区和袋过滤区之间应设倒流装置，均衡滤袋的负荷，消除涡流，使前后气流更趋合理。③应采取可靠的滤袋保护措施。如结构设计应合理，特别是在电除尘器改造为电袋复合除尘器，受条件限制时，应尽量在静电除尘区和袋过滤区之间设置过渡空间区。④检测装置和报警装置完善，高温烟气条件下要特别注意烟气中的含氧量不应超过 8%。⑤改进滤袋防护结构，对滤布进行特殊处理。⑥设预涂灰装置等。

电袋复合除尘器的主要缺点是增加了设备的复杂性和检修维护的工作量；烟气在电场会产生臭氧（O_3），导致对滤料的氧化等。

diandongfa

电动阀 (motor driven valve) 由阀门和阀门电动装置组合而成。作为阀门，是一种管道附件，作为电动装置，是自动控制系统的部件。电动阀可以接受运行人员或自动装置发出的指令，自动截断或开启流体的通道。一般情况下，电动阀对于管道中的介质流量实施开关控制，即全开和全关，不做调节或节流用。

电动阀以电动机为原动机，通常采用专门设计的三相异步电动机。电动机按短时工作制设计，有较高的起动转矩和最大转矩，对于要求改变转速的场合，采用变速三相异步电动机。电动机通过主传动机构减速后带动阀门的启闭性。主传动机构的结构形式较多，最常见的是正齿轮传动和蜗轮传动的结合。在主传动机构内设有转矩限制机构，当电动阀的启（闭）转矩达整定值时，转矩限制机构推动转矩开关发出信号给控制电路切断电动机的电源；设有行程控制机构，当电动阀的启、闭位置达整定值时，行程控制机构推动行程开关发出信号给控制电路切断电动机的电源；设有阀位测量机构，能以模拟量的形式提供阀门位置信号，供远方监视或其他控制装置使用。

电动阀的关键性能要求是打得开、关得严。它是发电厂顺序控制中十分重要的基础部件。随着技术的发展，电动装置正在向智能型发展。

diandongji bianpin yunxing

电动机变频运行 (the frequency conversion operation of motor) 电动机在变频器的作用下通过改变工作电源频率与电压的方式，达到电动机出力或转速与负载自动适应的一种运行方式。

应用变频调速可以提高电动机转速的控制精度，使电动机在较节能的转速下运行。变频调速具有调速范围广、调速精度高、动态响应好等特点，是解决交流电动机调速问题的有效方案，已得到广泛应用。

运行中需注意事项有：①变频运行时产生的高次谐波对厂用电系统及电动机带来的污染与影响；②变频器高功率元器件的发热问题影响变频装置运行的可靠性；③电动机低转速下的散热问题；④变频转速下带来的电动机及工艺设备的共振问题。

dianfushi

电腐蚀 (electro-erosion) 由于电火花放电使发电机绝缘材料表面造成烧损和腐蚀的现象。大容量汽轮发电机定子线棒的主绝缘一般采用热固性绝缘材料，热固性材料在运行温度下几乎没有热膨胀，由于振动和其他制造上原因的影响，使定子线棒主绝缘外表面防电晕层与槽壁之间接触不良，存在着局部间隙；当线棒主绝缘与防电晕层结合不紧密时也会存在局部间隙。当间隙的电场强度超过某一数值时，将产生间隙火花放电，致使局部温度升高，有时可高达几千摄氏度，使防电晕层和主绝缘表面受到严重腐蚀或烧损。此外，高压定子线棒在通风槽口和端部出槽口处有可能出现电晕放电，使空气电离而产生臭氧及氮的氧化物，与空气中的水分起化学作用，引起线棒表面防电晕层和主绝缘的腐蚀。

间隙上所受的电压与定子绕组电压、定子线棒尺寸、

主绝缘材料和厚度、防电晕层的电阻率和线棒的嵌装工艺等有关。环氧粉云母绝缘的线棒较沥青云母带绝缘的线棒容易产生放电；发电机额定电压越高或线棒在运行中所处的电位越高，间隙上所承受的电压也越高；线棒防电晕层表面和槽壁间的接触电阻越大或接触点间的距离越大，间隙上所受的电压也越高。

防止电腐蚀的主要措施有：改进材料性能和提高工艺水平；改进线棒在槽内的固定方法，以使线棒与槽壁接触紧密可靠；定子槽内喷半导体漆，槽内垫条采用半导体材料；采用主绝缘和防电晕层一次热压成型，以消除主绝缘和防电晕层之间的局部间隙；在线棒端部出槽口处采用碳化硅半导体漆的防电晕措施等。

dianlan fanghuo

电缆防火 (cable fire prevention) 为防止电缆本身或环境原因造成电缆着火和防止火灾蔓延的措施。

电缆绝缘老化或长期浸水受潮造成绝缘被击穿短路的自燃，属电缆着火本身原因；设备油系统漏油侵入电缆隧道或电缆上积存煤粉等，属电缆着火的环境原因。电厂电缆应采取防火措施：①远离火源及易燃易爆物。电缆通道尽量远离高温蒸汽及油管道；不在可燃气体或可燃液体的管沟中敷设电缆；对可能喷出易燃物质的喷出口，如制粉系统的防爆门等，应避免直接朝向明敷电缆；氢气站、油泵房等有爆炸和着火危险的地段不架设明敷电缆。②设置阻火分隔。在公用主通道的分支处、多段配电装置对应的通道适当分段处、长通道中相隔约200m或通风区段处、至控制室或配电装置的通道入口、或厂区围墙等处及竖井中，每隔7m处设置阻火分隔。电缆构筑物中电缆引至电气柜、盘或控制屏、台的开孔部位，电缆贯穿隔墙、楼板的孔洞处，工作井中电缆管孔等均需实施阻火封堵。③防止电缆故障自燃。防止电缆构筑物内积灰和积水；电缆接头盒附近的电缆涂刷防火涂料；限制电缆隧道内温度，必要时可设置机械通风设备；明敷电缆不采用带麻被层的电缆；主厂房和燃煤、燃油系统及其他易燃、易爆环境采用阻燃电缆；对于重要回路如直流电源、消防、报警、应急照明、保安电源等选用耐火电缆。④在电缆隧道、夹层、竖井及桥架等处装设火灾报警及自动灭火装置。

dianlan sheshi

电缆设施 (cable facilities) 发电厂电缆敷设的安排和布置。电缆设施需考虑工程条件、环境特点和电缆类型、数量等因素，满足运行可靠、便于维护的要求和技术经济合理的原则。

现代火力发电厂为便于安装、运行维护、降低工程造价，主厂房电缆通常采用以架空桥架为主、局部设电缆沟的敷设方式，在电缆数量较多的控制室、继电保护室等场所下部设置电缆夹层。厂区采用架空桥架与电缆沟相结合的敷设方式。电缆桥架一般采用钢制桥架，在腐蚀场所采用热浸锌钢制桥架或铝合金桥架，有防火要求时，金属构件外表面需加防火涂层。电缆沟、电缆隧道、竖井内采用镀锌角钢支架或成品桥架敷设电缆。电缆设施应避免与管线或施工地段交叉，避免遭受机械外力、过热、易燃易爆、化学及地下电流的损害，并按照防火要求阻隔，便于施工维护。

电缆设施设计还需注意：①控制电缆与电力电缆分别敷设。②地下电缆设施。在无液体浸泡或溢流、无可燃粉尘弥漫的场所，通常采用电缆沟。同一通道地下电缆数量较多、电缆沟不足以容纳，或位于有腐蚀性液体或经常有地面水流溢的场所，或含有35kV以上高压电缆以及穿越公路、铁道等地段时，可采用隧道。电缆隧道需考虑人员活动空间、通风、照明及安全出口，投资较高。③电缆竖井。在垂直走向的电缆，数量较多或含有35kV以上高压电缆时采用。竖井材料可采用混凝土、钢质或铝合金。非拆卸式电缆竖井，需设置爬梯及人员活动空间。④采用电缆穿管场所。对于爆炸危险场所明敷的电缆，在地坪上露出需加以保护的电缆，地下电缆与公路及铁道交叉区段、通过房屋或广场和在规划中将作为道路的地段等，应采用穿管方式。在地下管网较密的厂区或道路挖掘困难的通道等处，电缆数量较多时也可以采用穿管。电缆穿管一般采用镀锌钢管，腐蚀性场所或交流单芯电缆穿管可采用阻燃型塑料管。⑤电缆直埋方式。同一通道电缆少于6根、厂区通往远距离辅助设施等不经常性开挖的地段，电缆敷设可采用直埋方式。直埋电缆应敷设于壕沟里，并沿电缆全长的上、下紧邻侧铺以厚度不少于100mm的软土或砂层，沿电缆两侧全长覆盖宽度不小于50mm的保护板。

dianlan shigong

电缆施工 (installation of cable) 包括施工准备、电缆桥架与电缆导管安装、电缆敷设、电缆整理与固定就位、中间接头和终端头制作、电气交接试验等，充油电缆施工还包括油样电气性能试验、供油系统安装、金属护套连接等工作。

电缆敷设方法主要有人工敷设、机械牵引敷设和机械人工混合敷设等。电缆敷设后，应采用防火包带、阻火包、防火隔板、防火堵料、防火涂料等防火材料对电缆线路加装防火阻燃措施。

见《输电与变电卷》电缆安装。

dianlan xuanze

电缆选择 (cable selection) 按照所连接电气设备运行特点及电缆的使用和环境条件，对电缆的材质、导体截面、芯数、绝缘和外被保护层材料的选用设计。

火电厂的电缆一般分为电力电缆和控制电缆两类，用于输送动力的电缆称为电力电缆，用于连接控制、信号、测量和保护装置的电缆称为控制电缆。选择的基本要求有：

(1) 材料和截面。电力电缆的导体材质可选用铜材或铝材，控制电缆一般用铜材。电力电缆导体最小截面按使用环境条件下持续允许载流量、最大短路电流作用时间产生的热效应、最大工作电流作用下的电压降选择，10kV及以下的电力电缆截面宜按经济电流截面选择，控制电缆导体截面按电缆用途和相应的允许电压降选择。

(2) 芯数。1kV及以下的动力电缆根据中性点接地方式，单相或三相选用两芯、三芯、四芯或五芯电缆；35kV以上电压等级电缆采用单芯电缆；3～35kV电缆一般选用三芯电缆，最大截面三芯电缆不能满足回路的载流能力时可采

用单芯。控制电缆采用多芯电缆，芯数根据两端连接需要选择。

（3）绝缘。电缆的绝缘水平按照所在回路的额定电压及中性点接地方式确定。高压电力电缆一般采用交联聚乙烯绝缘，低压电力和控制电缆一般选用聚氯乙烯绝缘。低温环境及有低毒阻燃性防火要求的场所，电缆的绝缘宜采用（交联）聚乙烯。

（4）外被保护层。根据使用场所及敷设设施防护条件确定铠装层及外护层型式。外护层一般选用聚氯乙烯护套，低温环境及有低毒阻燃性防火要求的场所宜采用聚乙烯护套。在支架上敷设的电缆一般采用钢带铠装，承受外力的电缆采用钢丝铠装，交流回路单芯电缆需铠装层时通常采用非磁性金属材料制作。防护条件较好或不承受拉力时可不设铠装。

火力发电厂一般在主厂房、输煤系统、燃油系统等易燃易爆场所采用阻燃电缆，在消防、报警、断路器操作直流电源和保安电源等重要回路采用耐火电缆。阻燃电缆及耐火电缆分别指具有阻燃性或耐火性的电缆。电缆的阻燃性指在规定试验条件下燃烧试样，撤去试验火源后，火焰蔓延仅在限定范围内，且残焰或残灼在限定时间内能自行熄灭的特性；电缆的耐火性指在规定试验条件下，试样在火焰中被烧，在一定时间内仍能保持正常运行的性能。

dianli dianlan

电力电缆

（power cable）　由一根或多根相互绝缘的导体外包绝缘和保护层制成，将电力或信息从一处传输到另一处的导线。火力发电厂大量采用高压和低压电力电缆，作为电源与用电负荷之间的连接。厂用电系统3～10kV电缆主要采用阻燃交联聚乙烯绝缘聚氯乙烯护套铜芯电缆，1kV电缆主要采用阻燃交联聚乙烯绝缘聚氯乙烯护套铜（铝）芯电缆、阻燃聚氯乙烯绝缘聚氯乙烯护套铜（铝）芯电缆。

结构　电力电缆基本结构由线芯（导体）、绝缘层、屏蔽层和保护层四部分组成。线芯是电力电缆的导电部分，用来输送电能，是电力电缆的主要部分。绝缘层是将线芯与大地以及不同相的线芯间在电气上彼此隔离，保证电能输送，是电力电缆结构中不可缺少的组成部分。15kV及以上的电力电缆一般都有导体屏蔽层和绝缘屏蔽层。保护层的作用是保护电力电缆免受外界杂质和水分的侵入，以及防止外力直接损坏电力电缆。

分类　按额定电压等级可分为大于1kV的高压电力电缆和小于等于1kV的低压电力电缆；按绝缘材料的不同，电力电缆可分为油浸纸绝缘电缆、挤包绝缘电缆和压力电缆三大类。

油浸纸绝缘电缆　用纸带绕包在导体上经过真空干燥后，浸渍矿物油作为绝缘层，在其上再挤包金属套的电力电缆。20世纪50年代前，用作电压等级在35kV及以下的电力电缆线路。油浸纸绝缘的电性能非常稳定，有的油浸纸绝缘电缆运行了70多年，仍在使用。即使在60年代后电力电缆绝缘材料不断更新的时期，油浸纸绝缘电缆仍占有广泛的使用领域。半个多世纪以来，油浸纸绝缘电缆经过不断改进和发展，可分成黏性浸渍纸绝缘电缆和不滴流电缆两种，而按不同的结构，这两种电缆又都可分为带绝缘电缆、屏蔽型电缆和分铅型电缆。

挤包绝缘电缆　由于石油工业的发展，开发了较多电性能良好的聚合材料，用它挤压在导体上作为电缆的绝缘。这种电缆不存在油浸纸绝缘电缆的淌油等缺点，而且制造工艺简单，近年来已有取代油浸纸绝缘电缆的趋势。按聚合材料的不同，挤包绝缘电缆又可分成聚氯乙烯电缆、聚乙烯电缆、交联聚乙烯电缆和乙丙橡胶电缆。在发电厂使用的电缆基本上为挤包绝缘电缆。

压力电缆　主要用于63kV及以上电压等级的电缆线路。油浸纸绝缘电缆的纸层间，经过运行，总是存在气隙，这种气隙在电场强度较高时，会出现游离放电，最终导致绝缘层击穿。为了抑制气隙，用带压力的油或气填充或压缩气隙，是压力电缆的结构特点。按填充或压缩气隙的措施不同，压力电缆可分成自容式充油电缆、充气电缆、钢管电缆、钢管压气电缆和压气（SF_6）绝缘电缆。

发展　最原始的电力电缆是用黄麻绕包在铜棒上再用石蜡浸渍后放在铸铁管中。1914年M.霍赫施泰德（M. HÖchstadter）创造了屏蔽型电缆；1914年邓希思（Dunsheath）发展了分铅型电缆；1917年L.埃曼努埃利（L. Emanueli）发明了充油电缆；1923年美国敷设66kV充油电缆；1924年敷设132kV充油电缆；1938年瑞典南方电厂敷设380kV充油电缆；1955年敷设425kV充油电缆。1957年法国制造500kV充油电缆。1931年贝内特（Bennett）首创了钢管充油电缆；1972年美国制成500kV钢管充油电缆；1933年C.J.比弗（C.J.Beaver）试验成功了132kV充气电缆；1944年英国敷设了第一根3kV聚乙烯电缆。1946年美国首次制成15kV聚乙烯绝缘电缆；1952年采用辐照交联聚乙烯制造电缆；1961年日本购得美国专利首先制造化学交联聚乙烯电力电缆，1962年制成66kV级，1973年试制275kV级交流电力电缆和500kV直流电缆；1980年研制500kV级交流电力电缆。挤包绝缘电缆经过不断改进，已取代油浸纸绝缘电缆和压力电缆。

dianli xitong wendingqi

电力系统稳定器

（power system stabilizer，PSS）

安装在发电机自动电压调节装置上用于改善电力系统动态稳定性的附加励磁控制装置。电力系统稳定器是同步发电机励磁系统的一个附加控制，它的控制作用是通过自动电压调节器（见*自动电压调整*）的调节而实现的。当电力系统发生有功功率的低频振荡（振荡频率为0.2～2Hz）时，自动电压调节器提供的附加励磁电流的相位滞后于转子相位角的变化，使转子振荡角度有较大的趋势，即励磁控制系统产生负阻尼转矩，使同步发电机总的阻尼转矩变负，助涨了低频振荡。快速励磁系统的负阻尼效应更大，因此，在自动电压调节器中需要附加电力系统稳定器。

电力系统稳定器输入信号可选用同步发电机转子角加速度或角速度、频率、机端功率等；其输出信号送到自动电压调节器的综合放大单元，使自动电压调节器提供超前的附加励磁电流，在转轴产生正阻尼转矩，以抵消振荡时励磁控制系统所引起的负阻尼转矩，从而抑制低频振荡，改善电力系统运行的稳定性。电力系统稳定器与快速响应的励磁系统一起使用，还能抑制系统事故时第一周期振荡，并使振荡很快

衰减，对提高电力系统暂态稳定性起作用。

dianli yongyou

电力用油 (oil used in electric power industry) 发电机组、供电设备及电力辅助设备为了达到电绝缘、润滑及液压控制等目的而使用的矿物油与人工合成油制品的总称。绝缘油类主要有变压器油、断路器油、电容器油及电缆油等，其主要功能是保证电气设备可靠绝缘和对流散热，其中断路器油还具有消弧的功能。润滑油类主要有汽轮机油、机械油、齿轮油、柴油机润滑油、压缩机润滑油及气缸油等，其主要功能是润滑、冷却及密封各种机械运动部件的摩擦部分。用于汽轮机、燃气轮机、水轮机等原动机的汽轮机油，还在调节控制系统内兼有液压传动作用。用于代替绝缘油和汽轮机油的合成抗燃油（液）还具有在高温下难燃的性能。润滑脂用于滚动轴承和低速滑动轴承，同时起润滑和封闭作用，也用于金属表面涂敷防锈。

油品分类 绝缘油类的性能牌号一般按凝点温度区分，电缆油则按工作电压区分。如变压器油分为10、25、45号三种规格，其凝点分别为－10、－25、－45℃以下。润滑油类的性能牌号多按规定温度下的运动黏度区分，如汽轮机油一般分为32、46、68号及100号四种规格，其运动黏度（温度40℃时）分别为29～35、41～51、61～75、90～110mm^2/s。

油品的炼制 各类绝缘油和润滑油主要是用天然石油或人造石油炼制的。原油经常压分馏，剩余的重油再经减压分馏，即可制取各种润滑油馏分。再将各润滑油馏分依需要采用不同精制工艺（脱蜡、硫酸精制、溶剂精制、加氢精制、白土补充精制等）降低或除去馏分中所含非理想组分（如含氧、硫、氮的化合物，部分重芳烃、胶质物、沥青残渣和熔点较高的烃类），以提高所得基础油的性能。各类润滑油和绝缘油是用某些基础油按不同比例调和而得的商品油。它们还可根据需要加入抗氧化剂、防锈剂等类添加剂，并需按新油标准检验合格。同牌号的商品油，由于原料油组分不同，其性能也有所差异。

油品的化学组成 油品的基本元素组成与原油大致相同，主要是碳和氢，两者的含量占99%以上，还含有微量的氧、硫、氮和微量的金属和非金属元素。这些元素在油品中相互结合组成结构复杂的烃类和非烃类化合物。

烃类化合物主要是饱和烃（烷烃和环烷烃），一般占60%～80%或以上，其余为各种芳烃。烷烃为含碳原子数中等（C_5～C_{17}）的正构烷烃。环烷烃大多为环戊烷和环己烷及其同系物，也有少量双环和多环环烷烃同系物。芳烃则主要是苯及少量萘、蒽、菲和它们的同系物：一般单环（轻芳烃）、双环（中芳烃）及多环（重芳烃）都有存在。此外高沸点馏分组成的油品中还常存在混合烃（烷基、环烷基、芳香基组成的混合结构）及石蜡（主要是C_{16}以上的正烷烃）。一般润滑油馏分的平均相对分子质量为240～500。不同烃类化合物的含量对油品的物理性能是有影响的。电力用油的理想组分应是以各方面性能相对较好的烷烃和环烷烃为主，而含有少量的芳烃会对抗氧化性能有重要作用。高分子正构烷烃、多环短侧链环烷烃及多环芳烃则系非理想组分。

油品所含微量非烃化合物主要是氧、硫、氮元素的有机化合物。含氧化合物多以环烷酸形态存在，也可能有微量脂肪酸和酚（统称为石油酸）。含硫化合物以硫醇、硫醚、噻吩等形态存在，也可能有微量单质硫及硫化氢。含氮化合物有吡啶、喹啉和吲哚等。这些在石油加工精制过程中残余下来的物质大多具有腐蚀性，或容易聚合成胶质，在高温下还可以变成沥青质，是油品中的有害杂质。

使用维护 应根据用油设备结构设计和运行参数等技术条件选用油种及油品牌号。如汽轮机油，其黏度规格应按机组转速、轴承荷载、润滑方式等技术参数而定，选用不当时可能引起机组振动或轴承磨损等问题；又如变压器油，应按设备的环境温度选择油的牌号，在严寒地区，应选用凝点较低的油品，以保证油在低温下的良好流动特性（1988年2月，中国制造的45号超高压变压器油在克拉玛依炼油厂研制成功，在辽阳变电站带负荷投入运行）。油在使用中会受到氧、温度、电场、光线等的作用而逐渐发生老化变质。老化产物会对运行设备有不利影响。为防止老化，延长油的使用寿命，应注意采取正确的监督维护措施，如油质检测、油系统清洗、补油、混油与油净化、油再生等。（见油质监督、油老化）

dianliu huganqi

电流互感器 (current transformer) 将一次侧电流转换成可供测量、保护或控制等仪器、仪表或继电保护装置使用的二次侧电流的变流设备。

分类 电流互感器分为电磁式电流互感器和电子式电流互感器两大类。

电磁式电流互感器 利用电磁感应原理测量大电流的互感器。电磁式电流互感器的一次绕组通常与需测量、保护或控制的电路串联，二次绕组则与测量、保护或控制装置的电流线圈连接，使一、二次侧高、低压电路互相隔离。正常使用时，电流互感器的一、二次额定电流之比，与一、二次绕组匝数成反比。电磁式电流互感器一次绕组有穿墙式、母线式、电缆式、套管式、支柱式、棒式等多种结构；铁芯数量可以是单铁芯，也可以是多铁芯；绝缘材料有纯瓷、树脂浇注、油浸（油纸绝缘）和六氟化硫气体。

电子式电流互感器 应用光电技术通过光纤传送信息来测量大电流的互感器。根据一次传感器部分是否需要提供电源分为有源式和无源式两大类型。

（1）有源电子式电流互感器，也称线圈型电子式电流互感器，其高压侧采用低功率线圈或罗可夫斯基线圈采样。低功率线圈按照高阻抗进行设计，使传统电流互感器在很高的一次电流下出现饱和的基本特性得到了改善，适用于测量；罗氏线圈以非磁性材料做骨架，没有铁芯、动态范围较好，高压侧与低压侧之间光纤连接，具有良好的绝缘性能，适用于保护。在安装形式上，可采用独立支撑式，也可在气体绝缘金属封闭开关装置（GIS）、罐式断路器及主变压器套管中应用。

（2）无源电子式电流互感器，也称光学电流互感器，其传感材料采用块状磁光玻璃或者光纤，传感器无需电源供电。磁光玻璃型电子式电流互感器的测量只与磁光材料常数有关，与光路和通流导体的相对位置无关，一般在敞开式配电装置中应用；全光纤型电子式电流互感器的光纤一般选用

单模光纤，传感头结构简单，且灵敏度可随光纤长度变化，可在GIS和敞开式配电装置中应用。

工作原理 常规电磁式电流互感器是按电磁感应原理工作的，它与电力变压器的主要区别是正常工作条件下二次回路阻抗很小，近乎短路状态。其一次电流取决于线路负荷，与互感器二次负荷无关。电流互感器受励磁电流的影响产生电流误差（ΔI）和相位差（δ），即

$$\Delta I(\%)=\frac{K_n I_2-I_1}{I_1}\times 100(\%) \qquad (1)$$

式中 K_n 为额定电流变比；I_1 和 I_2 为一次和二次电流实测值。相位差 δ 是实际的一次电流相量与转过180°的二次电流相量间的夹角。实际上，电流误差主要决定于励磁电流所产生的铁损（有功分量），相位差则决定于励磁电流的磁化分量（无功分量）。对保护用电流互感器，要按额定准确限值一次电流（即满足复合误差 ε_C 要求的最大一次电流）设计，其铁芯中的磁通密度要比测量用电流互感器的高得多。复合误差包括由励磁电流和二次电流中高次谐波分量影响所产生的误差，即

$$\varepsilon_C(\%)=\frac{100}{I_1}\times\sqrt{\frac{1}{T}\int_0^T(K_n i_2-i_1)^2\mathrm{d}t} \qquad (2)$$

式中 I_1 为一次电流有效值；i_1、i_2 为一次、二次电流瞬时值；T 为工频周期。

有源电子式电流互感器基于法拉第电磁感应原理工作，如图1所示。变化磁场产生感应电势，通过测量感应电势反映被测电流。其传感元件为金属线圈，法拉第电磁感应原理依赖于磁场变化，原理上能够测量交流电流，测量准确性与频率有关。

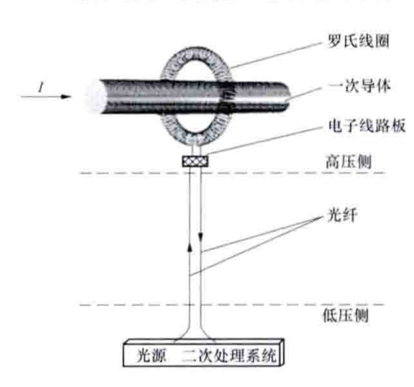


图1　有源电子式电流互感器原理示意图

无源电子式电流互感器基于法拉第磁光效应原理工作，如图2所示。磁场引起沿磁场方向传播的圆偏振光速度变化，进而使左右旋元偏振光产生相位差（线偏振光方位角变化），通过对相位差的测量反映电流大小。法拉第磁光效应原理测量磁场的瞬时值，与磁场变化与否无关，原理上能够测量直流和交流电流，频带范围宽。

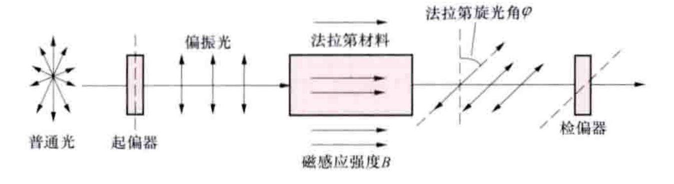


图2　无源电子式电流互感器原理示意图

参数及特性 电流互感器的参数及特性主要有额定值、准确级。

额定值　额定一次电流和额定二次电流值是常规电磁式电流互感器的基准值。一次电流可在5～25 000A或更高范围内选择；二次电流通常为5A或1A。额定容量可为5～100VA间的不同值。电子式电流互感器额定一次电流与常规电磁式的相同，二次部分则分为数字量输出额定值和模拟量输出额定值两种。电流互感器允许长期运行的最高电压为系统最高电压。

准确级　常规电磁式测量用电流互感器与保护用电流互感器有不同的电流误差及相位差的准确级要求。测量用电流互感器有0.1、0.2S、0.2、0.5S、0.5、1、3、5级等，保护用电流互感器有5P、10P级，供瞬态特性保护用的电流互感器有TPS、TPX、TPY、TPZ级。TPS级为低漏磁电流互感器，其性能由二次励磁特性和匝比误差限值规定，无剩磁限值，铁芯不设气隙。TPX级为无气隙环形铁芯，在磁化特性规定的限值范围内，二次侧能准确成比例地反映一次故障电流中的交流分量和直流分量，无剩磁限值；TPY级特性与TPX级相似，铁芯带有小气隙，静态剩磁不超过饱和值的10%，适用于超高压电力系统的继电保护；TPZ级的二次侧只限制交流分量误差，无直流分量误差限值，要求铁芯磁化特性度好，铁芯带有较大的气隙，剩磁可忽略不计。电子式测量用电流互感器准确级与常规电磁式的相同。电子式保护用电流互感器准确级有5P、10P，用于瞬态特性保护用的有5TPE，其在准确限值条件下最大峰值瞬时误差不大于10%。

运行使用要求 电流互感器运行使用要求主要有：①按测量和保护的不同用途，选用不同类型与性能要求的电流互感器。②电磁式电流互感器正常工作时接近短路状态，其二次回路不得开路，避免产生过电压而造成事故。电磁式电流互感器的二次侧必须有一点接地，且接线极性要正确。③对装设有高速动作继电保护的电力系统，要选择瞬态特性满足要求的电流互感器。

现状与发展 常规电磁式电流互感器（见图3）技术已经比较成熟，广泛应用于各种电压等级的配电装置。电子式电流互感器因其具有测量范围大、没有磁饱和及磁滞现象、频率响应范围宽等优点得到了较快发展，在部分工程中已开始采用。电子式电流互感器在测量精度的稳定性和抗干扰性能等方面进一步完善和提高后，将在工程中得到大规模推广应用。


图3　220kV电流互感器（陈海焱　提供）

dianqi ercixian

电气二次线

（electrical secondary circuit）　对火力发电厂电气一次设备进行控制、监视、测量、保护和自动调节的二次元器件及电气接线回路。相对于一次设备，回路

采用低电压、小电流。

控制方式　有控制屏控制方式和计算机监控控制方式。①控制屏通过控制开关控制设备及信号灯闪光、中央信号系统、常测仪表及模拟接线等装置，实现设备运行状态、主接线显示和故障报警、模拟量测量。②计算机监控系统利用计算机及数字通信技术，采集电气设备的运行数据并进行处理，通过人机接口实现电气设备的控制、监视及测量功能。计算机监控方式可以由电气监控系统或机组分散控制系统（DCS）实现。大型火电厂普遍采用计算机监控和数字化保护装置，以提高电厂的管理、操作水平，保证安全经济运行。

随着计算机监控技术的发展，电子式互感器、智能一次设备、网络及智能化技术等的应用，数据采集、传输、处理数字化、共享化的实现，发电厂电气设备控制的数字化水平将进一步提高。

组成　电气二次线由控制回路、信号回路、继电保护和安全自动装置回路、测量回路、同步回路、操作电源系统组成。

设备布置　采用电气监控系统实现时，电气操作员站一般布置在两台机组控制室中间位置，主机、服务器、公共接口装置及网络通信设备等集中布置在电气计算机室或电子设备间，工程师站布置在机组工程师室内，操作员站的网络设备宜布置于控制室附近。DCS控制时，操作员站按炉机电全能值班方式布置，操作员站、工程师站的布置与DCS设备布置统一考虑。电气与单元机组有关的保护屏、自动装置屏、无功电压自动调整柜、同步相量测量屏、故障录波器屏、电能量表屏、计算机监控设备等，布置在主厂房内电子设备间或独立的继电器室；电力系统网络部分的系统继电保护、测控柜、远动屏等布置在网控继电器室。

防误操作闭锁　为了避免误操作造成人身和设备损坏及停电事故，电气二次线设计要求考虑防误操作闭锁。防误操作闭锁主要指电气五防：防止带负荷分、合隔离开关；防止误分、误合断路器；防止接地开关处于闭合位置时关合断路器；防止在带电时误合接地开关；防止误入带电间隔。有电气接线闭锁和微机五防闭锁两种方式。计算机监控系统控制时，远方操作可由计算机监控系统的微机五防装置或逻辑闭锁实现软闭锁，就地操作通过微机五防的机械编码锁、电编码锁或电气接线闭锁方式实现。

dianqiliang jiance

电气量检测

（electric parameter measurement）　测量电流、电压、电阻、电功率、相位、电能等电气量。电气量检测方法分为两种，一种是通过电工指示仪表直接读取测量数据的直读测量法；另一种是将被测量与已知的同类量具（或标准）通过比较仪器进行比较，从而得到被测量数据的比较测量法。测量电气量的仪器统称为电工仪表。电工仪表可分为电气量（电测量）指示仪表、较量（比较）仪器和数字式仪表。

电气量指示仪表　通常由测量机构和测量线路两部分组成。测量线路的作用是将被测量 X（如电压、电流、功率等）变换成为测量机构可以直接测量的电磁量，如电压表的附加电阻、电流表的分流器电路等都是测量线路。测量机构是指示仪表的核心部分，仪表指针的偏转就是靠它来实现的。电气量指示仪表可有不同的分类方法。

（1）按仪表的工作原理，可分为磁电系、电磁系、电动系、感应系、整流系和静电系等仪表。

（2）按测量对象的名称（或单位），可分为电流表（安培表、毫安表、微安表）、电压表（伏特表、毫伏表、微伏表）、功率表（瓦特表）、相位表（功率因数表）、电能表（瓦时表）、频率表和具有多种测量用途的万用表等。

（3）按使用方式，可分为安装式（配电盘式）、便携式仪表。

（4）按仪表工作电流的种类，可分为直流仪表、交流仪表和交直流两用仪表。

（5）按仪表的精确度分，可分为0.1、0.2、0.5、1.0、1.5、2.5、5七个等级。

（6）按使用的环境条件，可分为A、A1、B、B1、C五组。

（7）按仪表防御外界电场或磁场的性能，可分为Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ、Ⅳ四个等级。

（8）按仪表外壳的防护性能，可分为普通、防溅、防水、防爆。

较量仪器　也称比较式仪器。常用的较量仪器由直流电桥、交流电桥、直流电位差计与精密比例装置组成。在电气量测量过程中利用较量仪器，将被测电气量与标准度量器（如标准电阻、标准电池等）进行比较，以确定被测量数值。由于标准度量器直接参与测量，通常较量仪器比电气量指示仪表有更高的精确度。但是前者对测量仪器和试验条件的要求较高，操作也比较麻烦，所以只在高精确度测量时采用。

数字式仪表　综合了电子技术和计算机技术发展起来的各种类型的数字仪表。是一种以逻辑控制实现自动检测，通过数字量/模拟量转换，并以数字形式直接显示测量结果的仪表。数字式仪表具有测量速度快、精确度高、数字显示、重复性好、抗干扰能力强、适用于多种参数测量和集中控制等特点，应用较广泛。

参考书目

贺令辉．电工仪表与测量．2版．北京：中国电力出版社，2011．

dianqi sheshi jiangouzhuwu

电气设施建（构）筑物

（electrical installation building）　发电厂中安装电气系统、设备和供人员生产活动场所的工程建筑。包括集中控制楼、屋内配电装置楼、继电器室、屋外变电构架、变压器基础及设备支架等建（构）筑物及其构造、抗震设计。

集中控制楼　对火力发电厂2台及以上的机组及辅助系统进行集中控制，布置有机组中央控制室、电子设备间、低压配电间、蓄电池、柴油发电机室及配套用房的综合性建筑。为5～6层的现浇钢筋混凝土框架结构，与相邻建筑物之间设防震缝分开布置。集中控制室需要较大空间，其屋面采用钢结构或钢筋混凝土十字梁结构。电缆夹层的钢构件需采取防火措施，蓄电池室天棚设计为平板防氢气集结。

屋内配电装置　指安装110kV和220kV敞开式配电装置的多层建筑，或全封闭组合式电气配电装置的单层建筑，

多为现浇钢筋混凝土框架结构。多层屋内配电装置楼上部母线间间隔不封闭，下部墙顶应设置足够水平刚度的混凝土压顶圈梁。

继电器室　安装配电装置中各回路的控制和保护等设备的建筑，如网络继电器室、220kV继电器室等。多采用单层的钢筋混凝框架结构，也采用单层的砖混结构。

屋外变电构架　220～330kV屋外变电构架多采用钢筋混凝土环形管柱和钢桁架梁；500kV构架柱一般采用离心钢管混凝土或钢管柱，钢管三角形桁架梁；750kV构架柱采用变钢管断面柱或矩形格构柱，矩形等断面格构式钢梁。构架基础多为插入式钢筋混凝土独立杯口基础。钢结构防腐一般采用热浸镀锌，镀锌的厚度根据环境情况而定。

变压器基础　由支承变压器的条形钢筋混凝土基础、集油池、检修轨道及设备基础组成。各变压器之间设有防火墙。集油池中设有架空的金属箅子和卵石层，用于事故排油。

设备支架　支承隔离开关、断路器、电压互感器、避雷器等设备的构筑物，一般采用钢筋混凝土离心杆或钢管支柱和插入式素混凝土杯口基础。

抗震设计　中国规定电气设施建筑的抗震设防烈度达6度时应进行抗震设计，按国家制定的抗震设计规范的要求，结合电气设施的特点，在经济适用的原则下，确定有效的抗震措施。设防后的预期效果是遭遇设防烈度地震时，仅有较小程度的损坏，经过一般修理甚至不需修理仍可继续使用。主控制楼、配电装置等建筑根据抗震设防烈度和场地类别，从选型、布置和构造、地基处理等方面采取加强结构整体性等措施进行抗震设计。电气构架和设备支架进行抗震计算的效应组合时，应计入风荷载作用效应。位于抗震设防区变压器基础的台面宽度需适当加宽，以防地震时变压器滑移到基础台面外。

dianqi xitong

电气系统

(electrical system)　火力发电厂内电气设施的总称。包括从发电机开始到升压站电力送出和从厂用电源开始到所有的用电设备的一次回路，以及相应的控制、测量、保护和安全自动装置等二次回路，提供交直流操作和重要用电设备电源的直流、交流不停电电源和柴油机保安电源系统，保证设备安全的过电压、接地和火灾消防报警系统，照明、电缆、通信等厂内公用设施。

电气系统设计　在不同的设计阶段，电气系统的设计内容和深度有所不同。在初步可行性研究阶段，主要内容是配合电力系统研究出线条件、总体布置设想。在可行性研究阶段，主要内容是电气主接线、各电压出线回路数和方向、主要设备选择和布置及电气专业有关主要经济指标的分析等。在初步设计阶段，主要内容是电气主接线、短路电流计算和设备选择、厂用电接线和电气主设备布置、直流电源系统、二次接线及继电保护自动装置、电气设备布置及电缆设施、过电压保护及接地、照明和检修回路、运动和通信、辅助车间电气设备及布置等。施工图阶段则深化全部电气系统的设计，提出满足施工和运行需要的图纸。

电气设备　火力发电厂的电气设备主要有发电机引出线设备、变压器、断路器、隔离开关、电压互感器、电流互感器、避雷器、电动机、开关柜、蓄电池、充电装置及电力电缆、控制电缆等。

dianqi yunxing jishu

电气运行技术

(operational techniques for electrical part in power plant)　火电厂电气设备在各种运行状态和运行方式的变换过程中所蕴涵的专业技术和必须遵循的专业技术法则。包括汽轮发电机、主变压器、厂用电动机、电气系统和厂用电系统设备、继电保护和电气自动装置的运行、操作、监测、检查、异常、故障处理等内容，以及电气倒闸操作和一些特殊的运行方式与操作（如主接线及接地方式的调整）等。

电气倒闸操作　电气设备在改变其状态和运行方式时需要进行的一系列操作。新的设备需要投运，已经投运的设备需要消除缺陷、定期或故障检修、调整试验、改变运行方式等。此时都需要进行必要的操作，例如电力线路的停送电，电力变压器或其他电气设备的停送电，发电机的起动、并列和解列，系统之间的解列和并列，网络的合环与解环，母线接线方式的改变（如倒母线），中性点接地方式的改变和消弧线圈补偿度的调整，继电保护和自动装置使用状态的改变，接地线的挂接和拆除（接地开关的合上或拉开）等。

倒闸操作的基本原则是：①不造成用户的无故停电；②不发生非同期合闸；③不发生误操作［带负荷拉隔离开关、带电挂接地线（合接地开关）、误送线路、误拉合断路器或隔离开关、误调整定值等］；④设备不允许无保护运行；⑤操作中或设备停电后，如无特殊要求，一般不必操作保护或退出连接片；⑥保护及自动装置投入时，应该先投交流电源，后投直流电源，检查装置工作正常后投入出口跳闸连接片。

倒闸操作是一项严肃任务，稍有不慎便会造成用户停电，设备严重损坏，人身伤亡，甚至全厂停电、电力系统崩溃、大面积停电的严重后果，因此必须制定严格的操作制度、严密的安全措施和组织措施。按照规定的程序，采用规定的命令格式，经过调度值班员下令，现场值班员接令、复诵、执行和回令四个步骤来完成一个操作过程。

零起升压　指利用发电机作为电源，在需要的时候对自身或随同主变压器、高压厂用变压器—厂用母线、主变压器高压侧母线及高压输电线路进行从零电压开始到额定值的加压试验手段，以求鉴别加压电气回路的绝缘状况和及早发现故障。一般发生在以下场合：①设备经检修后投运前；②新建设备（或新线路）投运前；③设备或线路故障或异常，在处理后恢复运行前；④每次发电机起动并网前。在实施零起升压时要注意或满足：①被加压设备的冷却系统投入正常，一次回路处于电气热备用状态；②被加压设备的监测仪表和继电保护装置必须投入；③发电机自动电压调整器、强励、复励暂时停用；④主变压器高压侧中性点接地开关必须合上；⑤如向输电线路进行零起升压，事先必须充分考虑线路电容自励对发电机电压上升的影响，必要时进行电气计算；⑥在升压前完成加压回路的连通操作（开关、断路器合上）；⑦升压可视需要分阶段进行（例如30%、50%、100% UH），每个阶段停顿数分钟，供分析或视需要进行现场检查和逐点数据抄录；⑧特殊操作，除一般并网操作外，应有

书面措施以供运行及（或）检修人员执行。

在进行零起升压的过程中，要严密进行表计分析，如发觉异常，应降低电压直至零，同时予以分析。一般的判别是：①励磁电压与励磁电流上升的对应关系应符合发电机投产前第一次所做空载试验时的曲线值，若励磁电流符合而励磁电压偏低，则励磁回路可能存在问题。②升压时定子电流和负序电流应为零（带较大容量主变压器升压时，定子反映充电电流值），定子电压随励磁电流的上升而平稳升高（三相对地电压和各相间电压均显平衡）；如电压升不上，而定子电流三相平衡升高，则说明有三相对称短路现象；若三相电流不平衡，有负序电流指示，则说明有不对称短路现象存在；如定子无电流，而某相对地电压为零，其他两相对地电压升至线电压，各相间电压仍显平衡，说明存在单相接地现象；有时电压有指示，但数值有所差异，其值可大可小，则应分析压力变送器高压侧熔断器是否熔断。为查明故障区域、地点，可分段再行零起升压判断。故障消除后方可投入运行。

接地方式 火电厂内各电压系统的接地方式因电压等级和发电机容量的不同而不同。从运行角度看：①主变压器高压侧中性点的接地方式，在电网规划设计中已经确定，取决于该电压系统的接地方式。在中性点直接接地系统内，变压器中性点接地的数量是综合考虑变压器中性点的绝缘等级、电网的绝缘水平、降低单相接地短路电流、继电保护动作的可靠性等因素由调度所确定的。在电网结构实际情况下，500kV电网为中性点直接接地系统，网内各台变压器高压侧均为恒定接地，以降低变压器的造价（不装设接地开关）。但是必须关注电网容量不断扩大达一定程度后，其单相接地短路电流是否超过断路器的遮断电流，否则应考虑变压器中性点经小电抗接地或更新断路器来解决。220kV电网和110kV电网也为中性点直接接地系统，但网内变压器中性点有经接地开关直接接地和经“间隙”接地两种方式，具体由电网调度所根据当时的电网运行方式确定。应持续（不能中断）保持在每段220（110）kV母线上均应有变压器中性点直接接地，以满足输电线路、母线联络开关和主变压器零序保护灵敏度的要求。在此前提下，其他变压器中性点可采用经“间隙”接地的方式，以便在事故情况下转为无中性点接地系统时，依靠变压器高压侧零序电压或零序电流保护动作跳闸。6～35kV侧一般采用中性点不接地方式，以提高供电连续性，但当接地故障电流大于允许值时，采用变压器中性点经消弧线圈接地，由调度所确定其分接头使该系统处在合适的补偿度下运行。当消弧线圈从一台变压器的中性点切换到另一台变压器的中性点运行时，应先将消弧线圈退出，然后切换到另一台变压器中性点上，不能采用两台变压器的中性点连通切换方法，以防止可能发生的虚幻接地现象。②发电机中性点的接地方式应根据不同容量的发电机所允许的接地电流值来确定。125MW及以下容量的发电机中性点一般可不接地。对容量更大的发电机，其接地电容电流较大，主要考虑当接地电流过“0”值时，接地点弧隙两端所加电压正处于最大值，接地电弧不易熄灭，电容电流越大，越能发生间歇性弧光接地或电弧持续接地。间歇性弧光接地会引起危险的过电压，发电机电压越高则过电压值越高，一般可达3～5倍的相电压。弧光使定子铁芯烧损、绕组绝缘损坏，从而可能发展为多点接地、相间短路，扩大故障，使设备严重损坏。因此，为减小接地电容电流，有的发电机中性点经消弧线圈接地；为了降低过电压，也有经高电阻接地。采用高电阻接地的条件是流过接地点的电阻性电流应不小于电容性电流，以限制过电压 。一般200MW发电机的单相接地电容电流允许值为2.5A，如发电机电压系统内单相接地故障电流小于2.5A，其中性点可不接地；如超过2.5A，则应经消弧线圈或高电阻接地。300MW及以上容量的发电机电容电流较大，机端电压更高，其中性点应经消弧线圈或高电阻接地。中国大容量机组大多采用水内冷却，因此单相接地的故障扩大后果更严重，应以保护设备为主，装设跳闸保护。③厂用电系统的接地方式。对于6kV及以上电压的厂用电，由于其负载分布在电厂各处，且都是电缆连接，所以电容电流较大。中国中小型电厂，由于厂用电系统电容电流一般小于10A，采用的多为不接地方式；随着大容量机组电厂的出现，接地电容电流都超过10A，出现了经中电阻或高电阻接地的方式，以降低单相接地时发生的过电压。根据继电保护的规定，当接地电流超过10A时，应作用于跳闸，为保证保护动作的灵敏度和可靠性，采用中电阻接地较好。但应考虑到不应使电阻性电流过大而造成故障点的损坏加大，国外经验认为其值限制在400～1500A之内为好。对运行来说，当厂用电系统内发生单相接地时，一般可采取将大系统逐步分割，即缩小范围查找故障，然后以试停负载的办法判明故障点；对于400V厂用电系统，中国一般采用在降压变压器低压侧中性点经高电阻接地的方式，与直接接地方式相比可大大提高供电的可靠性。照明及检修电源系统因其特殊性，仍为中性点直接接地系统。（见火电厂电气主接线）

dianqi zhushebei buzhi

电气主设备布置 (main electrical equipments layout)

将火电厂电气主接线所确定的各项电气主设备进行合理布置的设计。电气主设备包括：发电机出线设备，升压变压器，联络变压器，厂用工作和备用变压器，各级高压配电装置中的断路器、隔离开关、电流互感器、电压互感器、避雷器和厂用配电装置等。

电气主设备主要分布在下述区域布置：①主厂房发电机出线间（见发电机引出线布置）；②发电机电压配电装置区（见发电机电压配电装置）；③主变压器区（见主变压器区布置）；④升压站高压配电装置区（见高压配电装置布置）；⑤厂用配电装置区（见厂用电设备布置）；⑥联络变压器，包括其第三线圈附属设备，布置在两级电压配电装置中间。

dianqi zidong zhuangzhi

电气自动装置 (electric automatic equipment)

保证电气系统和设备安全、经济运行，消除运行中不准确或错误的动作，减轻或代替运行人员操作的电气二次设备。主要设有备用电源自动投入装置、小电流选线装置、自动准同步装置等自动装置。

备用电源自动投入装置 当厂用工作电源消失或工作电压降低到设定值时，将备用电源在设定的时间内投入，向用户恢复供电的自动切换装置。

备用电源自动投入装置的基本功能要求为：①当工作电源消失时，快速起动自动切换装置，投入备用电源；②当工作电源母线电压降低，备用电源正常时，可投入备用电源；③备用电源自动投入装置只能动作一次，合闸为命令式短脉冲；④工作电源母线故障或手动停止工作电源时，备用电源不允许投入。

备用电源自动投入装置有厂用快切装置和备自投装置两种型式。

(1) 300MW及以上的大容量发电机组一般通过厂用快切装置实现高压厂用电源切换，对电动机的冲击及对机组热力系统的正常运行影响较小，切换过程平衡。实现快速切换的条件是工作和备用电源断路器必须快速动作，要求合闸及跳闸时间为0.06～0.08s。

厂用快切装置有事故切换、正常切换和非正常切换三种工作方式。①事故切换：由保护装置起动，只能由工作电源切向备用电源事故。有串联切换、同时切换两种方式。②正常切换：由手动起动，可以由工作电源切向备用电源，或由备用电源切向工作电源。有并联切换、同时切换两种方式。③不正常情况切换：由装置检测到不正常情况后自行起动，只能由工作电源切向备用电源。有串联切换、同时切换两种方式。

(2) 小容量发电机组及厂用低压电源对电源切换速度要求不高，可通过备自投装置实现电源切换。备自投装置通过鉴定工作电源和备用电源电压进行动作。当工作电源电压小于无压定值，而备用电源电压大于有压定值，且无闭锁条件时，备自投装置经延时后动作，确保工作电源断开后才投入备用电源。

小电流接地系统接地选线装置　在中性点非有效接地系统中，发生单相接地故障时确定故障线路，记忆接地信息，根据系统需要跳闸或发信息的装置。

小电流接地选线装置主要应用于3～66kV电网中性点非有效接地的高压厂用电系统，包括中性点不接地系统和中性点经消弧线圈或大电阻接地系统。当发生单相接地时，系统中性点偏移，有零序电压，而线电压不变，用户可以继续工作，允许短期接地运行。此时可以利用反映母线电压互感器零序电压接地监视装置的信号和表计指示判断接地的故障相别，但不能指出故障线路。配置小电流接地选线装置可尽快确定接地故障点，防止故障扩大。发生单相接地故障时，系统出现零序电压，故障线路零序电流为全系统非故障相对地电容之和，故障线路和非故障线路的容性无功功率方向相反，接地电流较小等现象。该装置根据这些特点可采用比幅比相、基波零序功率方向、5次谐波功率方向等选线算法进行选线判断，发出信号或根据需要跳闸。采用电缆出线时，小电流接地选线装置可接零序电流互感器，架空线路不能装设零序电流互感器，可设三相电流互感器构成的零序过滤器回路。

自动准同期装置　电气二次线中将系统与系统或系统与发电机（或称运行系统与待并系统）之间按准同步要求自动并列的同步回路设施。

在发电机回路通过实现发电机组的自动调频、自动调压，进行精确计算，迅速捕捉首次同步点，并通过合适的合闸恒定导前时间，以较小的冲击合闸完成发电机组断路器合闸。自动准同期装置多采用微机型。微机型自动准同期装置能够在装置中设定断路器合闸时间、允许压差、允许频差、均频控制系数、均压控制系数、允许功角等参数。并且可以在并列点两侧输入相同的相电压信号，由装置进行转角，避免了通过二次接线完成同步电压的相位变换，简化外部电压回路接线。微机型同时还可以实现单侧无压合闸、无压空合闸等特殊合闸功能。部分装置还具有同步表功能，能在装置上显示或将同步表信息传送到监控系统，进行远方监视。

dianshenxi

电渗析　(electrodialysis, ED)　利用选择透过性离子交换膜，在直流电场的作用下，使溶液中电解质离子产生选择性定向迁移，而达到水和溶于其中的离子分离的一种膜分离技术。

原理　阳离子交换膜固定基团带负电荷，只允许阳离子通过，阴离子被阻留；阴离子交换膜则相反。间隔排列的阳、阴离子交换膜和两端的极板组成许多交错排列的浓水、淡水室和靠近极板的阳、阴极室。在直流电场作用下，离子分别向电极相反方向迁移，异电荷离子通过膜，同电荷离子被膜阻留，形成淡水室和浓水室。脱盐水从淡水室引出，浓水作为废水排出。

离子交换膜对溶液中离子的选择性透过机理，可用双电层理论和唐南膜平衡理论解释。

结构　用于水脱盐处理的电渗析器，采用多膜对板框压滤形式，由若干对阳、阴离子交换膜相间排列组成。离子交换膜按功能可以分成阳离子交换膜（简称阳膜）和阴离子交换膜（简称阴膜），按膜结构可分为均相膜、异相膜和半均相膜三类。电极常用石墨、不锈钢和钛等材料，制成板状、条状或丝状。其中涂钌的钛电极耐腐蚀性能较好。隔板位于两膜之间，隔板的作用是支撑和隔离膜、形成膜堆内部的淡水和浓水的流经通道。隔板上有配水孔、布水槽、流水通道。隔板一般采用聚氯乙烯、聚丙烯、改性塑料或合成橡胶等制作。

应用与维护　电渗析可用于工业用水淡化处理，也可用于分离或浓缩回收工业废水中的物质。在火电厂用作高含盐量水的预脱盐处理。电渗析膜易受污染，要求入口水耗氧量小于3mg/L，活性氯0.10～2mg/L，含铁量小于0.3mg/L，含锰量小于0.1mg/L，浊度<3度（1.5～2.0mm隔板ED）或<0.3度（0.5～0.9mm隔板ED）浊度宜小于1mg/L，并应尽量降低进水硬度。由于反离子在离子交换膜中的迁移速度大于其在溶液中的迁移速度，电渗析器通电后淡水室膜面上的溶液浓度低于溶液主体的浓度，而形成浓度差。当电流提高到浓度差达到最大值时，此电流称极限电流。当电流超过极限电流时，水分子将大量解离，电能就消耗在H^+和OH^-的运送上，这种现象称“浓差极化”。运行中应避免产生“浓差极化”，以防淡水室内的水发生电离作用增加电耗和引起膜上结垢。极限电流是决定电渗析器性能的一项重要技术指标，极限电流密度是电渗析器设备结构、进水流速、温度和浓度等的函数。电渗析器投入运行时，应经调整试验确定合适的运行参数。一般流速宜在5～20cm/s范围内。电渗析的水回收率较低，采用浓水循环或部分供极水用的方法可提高回收率。采用倒极电渗析器，可提高回收率，也可防止结垢。运行中电渗析器易发生的主要问题有：设备漏水、变

形、水流阻力上升、淡水水质下降、电阻增加、隔板结垢、膜污染、电极腐蚀、膜胀缩等。电渗析器严格的加工和组装工艺，正确的操作，良好的前处理，有利于上述问题的解决。

发展　电渗析技术始于20世纪初。50年代美国研制成功实用性离子交换膜，并组装成第一台电渗析器，主要用于海水淡化。70年代以来又研制出实用的频繁倒极电渗析（electrodialysis reversal，EDR）新工艺以及在淡水室中加入阳、阴离子交换树脂（或离子交换纤维）形成新的填充床电渗析（electrodeionization，EDI），提高了出水质量，并降低电耗。中国从1957年开始研究电渗析技术，1964年制成多隔室电渗析器并在火电厂投入运行。由于电渗析的脱盐率较低、操作比较复杂、运行维护量大，在现场的应用受到较大限制，在火电厂已很少应用。

参考书目

李培元．火力发电厂水处理及水质控制．2版．北京：中国电力出版社，2008.

dianshu fanying

电枢反应　（armature reaction）　同步发电机电枢绕组电流所产生的基波磁势对转子主极磁场基波的作用和影响。同步发电机依靠电枢反应的作用将机械能转换为电能。电枢反应也是分析发电机在各种运行状态下（包括故障状态）内部电磁场变化的理论基础。

同步发电机正常对称运行时，电枢电流产生的气隙空间磁动势波也包含有一系列奇数次谐波，其中幅值最大的是一次谐波（即基波）分量，它与转子以同一转速同方向旋转，和转子相对静止。当同步发电机带有功负载且电枢电流在时间相位上和励磁感应电动势同相时，电枢磁动势的方向将和转子励磁磁动势的方向互相垂直，称为交轴电枢反应。此时，定、转子磁场互相作用，形成电磁制动转矩，发电机从原动机方面取得机械能，转化为电能输送出去。若发电机带纯电感性无功负载时，电枢电流在时间相位上落后于励磁感应电动势90°，电枢磁动势的方向将正好和励磁磁动势的方向相反，称为直轴去磁电枢反应，此时不会形成电磁转矩，发电机和负载之间仅存在着电能的来回交换，发电机发出无功功率。若发电机带纯电容性无功负载时，电枢电流超前于励磁感应电动势90°，电枢磁动势的方向将和励磁磁动势的方向完全一致，称为直轴助磁电枢反应，此时发电机吸收无功功率。

同步发电机通常带电阻电感性负载迟相运行（$\varphi>0$），此时由于电枢反应带有去磁作用，发电机端电压有下降的趋势。为了保持端电压不变，必须相应地增加励磁电流。当同步发电机进相运行时（$\varphi<0$），电枢反应带有助磁作用，使端电压有增加的趋势，此时可以减少发电机的励磁电流。电枢反应的强弱是影响发电机外特性、调整特性等特性曲线形状的关键因素（见汽轮发电机特性曲线）。

dianya huganqi

电压互感器　（voltage transformer）　将一次侧电压转换成可供测量、保护或控制等仪器、仪表或继电保护装置使用的二次侧电压的变压设备。

类型　按结构原理的不同通常可分为电磁式电压互感器、电容式电压互感器和电子式电压互感器三大类；根据用途可以是单相或者三相、双绕组或者三绕组；绝缘介质可以采用树脂浇注、油浸或六氟化硫气体（通常是与气体绝缘金属封闭开关装置组合）等。

电磁式电压互感器　利用电磁感应原理测量高电压的互感器。通常是在共用的铁芯上绕有一次绕组和1～3个二次绕组。一般测量和保护共同利用一个二次绕组；有时为提高测量精度，也可分开接入不同的二次绕组；也有的电压互感器再另设一个附加二次绕组，在其外部接成开口三角形，供接地保护用。

电容式电压互感器　利用电容分压原理测量高电压的互感器。由电容分压器和电磁单元（电磁式电压互感器）构成，一般为单相油浸式。电容分压器是由若干只电容器串联组成的，接于高压导线与地之间，可通过载波通信电路接地或直接接地。从电容分压器适当位置引出的中压端子与电磁单元连接。电容分压器和电磁单元可分装成两个独立的部分，常称分离式；也可将电容分压器叠装在电磁单元之上，常称单柱式。分离式的结构较松散，但便于检修；单柱式的结构紧凑，检修则不便。电容式电压互感器，除具有电磁式电压互感器作用外，电容部分还可兼作耦合电容器，供高频载波通道使用。在110kV及以上的屋外配电装置中广泛采用电容式电压互感器。此外，还有由电容分压器和电子放大器构成的电容式电压互感器，一般用作气体绝缘金属封闭开关装置（GIS）的组成部分。

电子式电压互感器　应用光电技术通过光纤传送信息来测量高电压的互感器。一般由传感模块和合并单元构成，根据传感器部分是否需要电源分为有源型和无源型两种。有源电子式电压互感器主要是由分压器、电子处理电路和光纤等组成，分压器分为电容分压器、电阻分压器、阻容分压器和串联感应分压器等，以数字光信号的形式提供给相关的设备使用，可分为GIS和敞开式（AIS）两种型式，前者通常利用电容环分压器测量电压，后者通常采用阻容分压的方式实现对一次电压的测量。无源电子式电压互感器也称光学电压互感器，是一种利用电光效应间接获取电压值的互感器。采用的光学介质一般是BGO（锗酸铋Bi4Ge3O12）晶体，BGO是一种透过率高、无自然双折射和自然旋光性、不存在热电效应的电光晶体。根据电光晶体中通光方向与外加电场（电压）方向的不同，光学电压互感器可分为横向调制光学电压互感器和纵向调制光学电压互感器。

工作原理　电磁式电压互感器的工作原理与作降压用的电力变压器类似，由于仅是借助电磁感应作用传递电压信息，因此在正常工作时其容量很小。电磁式电压互感器的测量误差，包括电压误差和相位差，不仅与励磁电流有关，而且也与一次电压的变动状况和负荷大小有关。电压误差是由于实际电压比与额定电压比不同产生的，其值为：

$$\Delta U(\%)=[K_n(U_2-U_1)/U_1]\times 100(\%)$$

式中 K_n 为额定电压变比；U_1 和 U_2 为一次和二次电压实测值。相位差 δ 是实际的一次电压相量与转过180°的二次电压相量间的夹角。

电容式电压互感器的电容分压器的中压端子与电磁单元一次绕组相连，使其二次绕组的输出电压与施加到电容分压器上的一次电压成正比，相位差接近于零。电容式电压互感

器的误差取决于内部阻抗的电压降，并随电源频率和环境温度的变动而变化。

有源电子式电压互感器的工作原理与电容式电压互感器类似，通过分压器获得与一次电压成正比的二次电压信号，经信号预处理、A/D 变换及 LED 转换成光信号输出；无源电子式电压互感器的工作原理是利用普克尔电光效应：在外加电压作用下，线偏振光经电光晶体后发生双折射，双折射两光束的相位差与外加电压成正比，利用检偏器将相位差的变化转换为输出光强的变化，经光电变换及相应的信号处理便可求得被测电压。

参数及特性 电压互感器的参数及特性主要有额定值、准确级、暂态特性等。

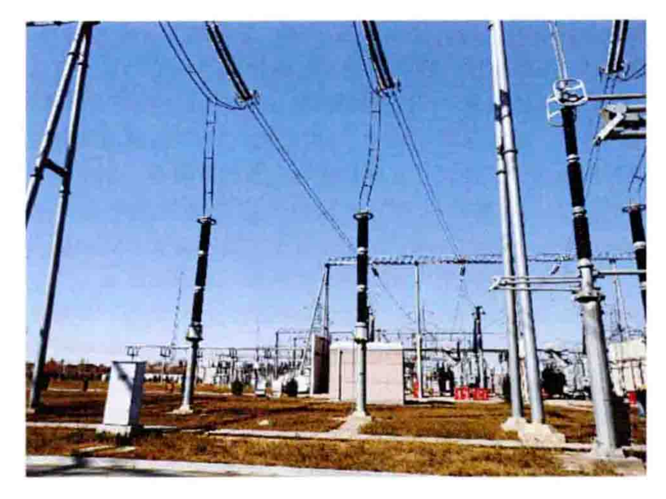
额定值 额定一次电压和额定二次电压值是电压互感器的基准值。额定一次电压为标准中规定的系统标称电压，额定二次电压是按互感器使用场合的实际情况来选择的。供三相系统线间连接的单相互感器，其二次额定电压标准值为 100V。对于电子式的互感器，其额定二次电压标准值还可为 1.625、2、3.25、4、6.5V 等。电磁式和电容式电压互感器的额定输出值通常为 10～500V·A，电子式电压互感器的额定输出值通常为 0.001～30V·A。

准确级 在规定的使用条件下，其电压误差和相位差不超过规定等级的限值。测量用电压互感器的准确级有 0.1、0.2、0.5、1、3 级，保护用电压互感器的准确级有 3P、6P 级。

暂态特性 超高压电力系统中装设有高速动作的继电保护装置，当系统发生短路故障时，要求二次电压立即衰减。但因电容式电压互感器具有电容和电感等储能元件，在其一次侧发生对地短路时，回路中可能产生低频衰减振荡。通常规定在一次接线端子与接地之间的电源短路后，要求二次输出电压在额定频率的一个周期内衰减到短路前电压峰值的 10%。

运行使用要求 主要有：①电压互感器有供中性点有效接地系统使用和供中性点非有效接地系统使用之分，两者在铁芯设计上有很大差异，要针对系统条件选用。②在中性点非有效接地系统中，当中性点接地的电磁式电压互感器接于空母线时，母线对地电容与电压互感器的非线性电感有可能发生并联谐振过电压。通常是在电压互感器的附加绕组回路接入阻尼电阻予以防止，也可用调整母线对地电容与电压互感器非线性电感的配合条件的办法来消除。③在中性点有效接地系统中，当使用带断口均压电容器的断路器开断空载线路时，断路器的断口均压电容、母线对地电容和电磁式电压互感器的非线性电感有可能发生串联谐振。通常要通过改变系统操作方式、适当选择电压互感器的励磁特性、在中性点接地的电压互感器二次绕组或附加绕组内加阻尼电阻等办法予以抑制。④二次绕组和附加绕组的一端要接地，防止二次侧出现高电位危及设备和人身安全。

现状与发展 在超高压电力系统中多采用电容式电压互感器。电磁式电压互感器主要用于 220kV 及以下的电力系统中。六氟化硫气体绝缘式电压互感器和将电压互感器与电流互感器装在同一外壳内的组合式互感器，正在研究发展中。电子式电压互感器因其具有频率响应宽、动态范围大、没有铁磁谐振、绝缘简单等优点得到了较快发展，其中有源电子式电压互感器在部分工程中得到了应用，国字为 500kV 电压互感器；无源电子式电压互感器中国仍处于研发试制阶段，在其他国家已有应用实例。



500kV 电压互感器（陈海焱　提供）

dingliang jinxiang jishu

定量金相技术 (quantitative metallography technique)

在金相分析中对显微组织的特征参数做几何学测定，研究微观组织的定量分析技术。显微组织的特征参数不同将引起材料性能改变。如钢的强度与珠光体层片间距离有关，非金属夹杂物的数量、大小、形状、分布不同会对钢的性能有影响等。定量金相技术有比较法和测量法两类。

比较法 将显微组织的显微镜形貌和标准测试图片相比较评定级别。如晶粒度级别、夹杂物级别、珠光体球化和石墨化级别等。该方法简单易行，但无法做到准确定量，只能半定量。

测量法 测定组织的某些二维空间的特征参数，通过计算或自动图像分析，准确得出三维空间中合金组织的各种参数。测量可在显微镜的视场、投影屏或金相照片上进行。可测量最基本的反映组织的主要参数有：点分数 P_P，平均每一测点落在测量对象上的概率，为落在被测相上的点数与总测量点数之比；线分数 L_L，测量线上被测相所占长度比；面分数 A_A，测量面上被测相所占面积比；单位测量线上的点数 P_L；单位测量面上被测对象的线长度 L_A；单位测量面积上被测相的点数 P_A；体积分数 V_V，测量体中被测相所占体积比；单位测量体积中被测相表面积 A_V；单位测量体积中被测相长度 L_V；单位测试体积中的点数 P_V。V_V、A_V、L_V 和 P_V 不能直接测量，而是通过下列各参数之间关系式计算得到，即

$$V_V = A_A = L_L = P_P$$

$$A_V = L_A = 2P_L$$

$$L_V = 2P_A$$

$$P_V = L_V A_V = 2P_A P_L$$

测量法可分为非自动测量法和自动测量法。

（1）非自动测量法。有计点法、截线法和面积法三种。计点法是用一合适的网格置于测量面上，测量落在被测相上的点数并除以网格总点数即得 P_P。截线法是在视场中作任意测量直线与待测相相交，待测相上线段长度之和与测量线

总长之比为 L_L。面积法是用求积仪测量模板直接测量被测相的面分数 A_A，也可把被测相从照片上剪下来，称重换算成面积（也称称重法）。各种方法可单独使用，也可联合使用。为得到可靠结果，应做多部位的多次重复测量。

（2）自动测量法。采用图像分析软件自动测量显微组织的镜像形貌特征参数。它是用计算机代替人工操作进行各种特征参数的自动测量、记录、分类、整理和运算。可以同时测量几个相，速度快，准确性高。自动测量包括灰度像的生成，图像的存储、处理、检测，二值图像的处理和测量，以及数据输出等过程。首先把显微镜图像转换成电子信号，该信号再被转换成灰度像，按灰度的分档和选择来区分需要研究的组织或相。将需要研究的组织或相的灰度像转换成二值图像，通过计算机对该二值图像进行测量，给出组织特征参数。

应用　定量金相技术应用面广，可用于研究火电厂用耐热钢的剩余寿命问题。可用定量金相技术和回归分析建立工作应力、温度和组织特征参数的寿命预测数学方程，即根据包括碳化物颗粒的大小、间距、数量和分布，晶界蠕变孔洞的大小、间距、数量、分布等建立与构件剩余寿命的关系，来预测部件的剩余寿命。

dingya yunxing

定压运行　(constant pressure operation)　保持汽轮机进汽参数不变，通过改变进汽调节汽阀的个数和开度来改变进汽量，以满足电网对调整负荷要求的运行方式，是机组的一种传统运行方式。

汽轮机进汽调节方式主要有节流调节和喷嘴调节两种。节流调节的汽轮机做定压运行时，锅炉保持汽压、汽温不变，依靠改变进汽调节汽阀开度的大小来改变阀后的压力，从而改变进入汽轮机的蒸汽流量和蒸汽焓值，以达到改变机组负荷的目的。节流调节的汽轮机低负荷运行时，进汽调节汽阀开度很小，蒸汽节流损失很大，使得机组运行经济性有明显下降。但由于调节汽阀的节流作用，使得机组在变负荷时，各级体积流量和蒸汽温度变化不大，因而有较好的负荷适应性。喷嘴调节的汽轮机在定压运行时，锅炉维持蒸汽参数不变，依靠调节汽阀顺序开启或关闭，来满足电网负荷要求，即通过改变调节汽阀开关数目来改变蒸汽流量和机组负荷。由于蒸汽经过全开调节汽阀基本不产生节流，只有经过未全开的调节汽阀才产生节流，所以调节汽阀节流损失较小，其运行效率下降也较节流调节汽轮机为少。喷嘴调节汽轮机低负荷运行效率下降，主要是因为蒸汽流量减少，引起汽轮机内部各级热降重新分配，使得圆周速度与动叶入口蒸汽速度的比值（u/c_0）偏离设计值。应注意当一个调节汽阀接近全开时，调节级动叶承受很高负荷，部分进汽又增加了动叶的动应力，因此大容量汽轮机一般采用第一、二调节汽阀同时开启的方式。喷嘴调节汽轮机做定压运行时，随着负荷变化各级蒸汽温度有较大变化。对于亚临界参数的机组，一般当负荷由满负荷下降到25%额定负荷时，调节级后蒸汽温度将下降80℃左右，限制了汽轮机负荷变化速度。通常机组负荷变化率控制为3%额定值/min。

过去承担电网基本负荷的大型汽轮机，多设计为喷嘴调节定压运行，机组投运后长期在高负荷下运行，具有较高的热效率。现在电网容量增大，更大负荷机组投入，原设计承担基本负荷的单元机组也需要承担调峰任务。为了改善机组负荷适应性和低负荷下的热效率，通常在承担调峰任务时，多改为变压运行。

dongjing bufen pengmo

动静部分碰磨　(collision between rotary and static parts)　汽轮机在运行中因受温度、外力、振动等因素影响，转子和汽缸之间的径向间隙或轴向间隙消失而发生碰磨的事故。动静部分碰磨是汽轮机起停过程中最常见的损伤事故，轻则汽封磨损，使汽封漏汽量增大，降低汽轮机效率；重则引起叶片断裂、主轴弯曲，甚至造成汽轮机完全损坏。

径向动静间隙变化的原因　主要有：①在起动过程中转子沿圆周方向受热不均匀，引起转子热弯曲；②汽缸上下缸温差过大，而引起汽缸拱背变形，使汽封部位间隙减小；③轴的振动，特别是通过临界转速时的振动；④转子和汽缸支承部位的热膨胀差；⑤转子在轴承油膜作用下的抬高；⑥位于低压缸下缸上的轴承受排汽温度、真空度及凝汽器灌水的影响，引起轴承位移；⑦转子和汽缸部件（汽缸本身、隔板、隔板套、静叶等）的径向热膨胀差；⑧在重量和机械力的作用下使汽缸产生的变形。

轴向动静间隙变化的原因　主要有：①起动过程中，转子受热膨胀快于汽缸，而停机时转子冷却速度也快于汽缸，产生较大的热膨胀差；②运行中轴向推力的变化，使转子沿轴向发生位移；③转子在离心力作用下，由于材料的泊松效应，当转速升高时转子轴向收缩，转速降低时转子相对伸长；④由于压差作用，隔板产生弹性挠曲，引起通流部分轴向间隙的变化，与负荷大小成比例；⑤重力、压力和机械力作用下汽缸部件产生变形；⑥滑销系统卡涩，轴承座热位移受阻，使汽缸弹性变形；⑦汽缸上下部出现过大温差时，汽缸热弯曲使汽封套和隔板套相对转子的叶轮发生偏斜。

防止动静部分碰磨的措施　主要有：①根据机组的结构特点及运行工况，合理地设计和调整各部位的动静间隙；②认真分析转子和汽缸的膨胀特点和变化规律，在起动、停机和变工况时注意对胀差的控制和调整；③在机组起停过程中，应严格控制上下缸温差、蒸汽参数的变化，监视段压力及轴的窜动；④在运行中防止水冲击，停机后严防汽缸进冷汽冷水；⑤起动前及升速过程中，应严格监视转子晃动度和振动，不得在超限情况下强行起动。

duanlubi

短路比　(short-circuit ratio)　同步发电机在额定转速下空载电压为额定值时的励磁电流，与三相对称稳态短路电流为额定值时的励磁电流的比值，等于直轴同步电抗饱和值的倒数。短路比大，则直轴同步电抗小，因而电压变化率小，静态稳定性好，但发电机的气隙需加大，励磁机容量大，发电机制造成本高，铁损耗和机械损耗也增加。

汽轮发电机的短路比一般为0.4～0.7，水轮发电机为0.8～1.2。对大容量发电机，如采用反应速度快的高起始响应励磁系统，可使发电机的短路比取下限或更低的值，以降低发电机的造价。国际电工委员会标准及德国标准规定

800MW 及以上容量的汽轮发电机短路比可小于 0.4，但不小于 0.35；中国国家标准规定隐极同步发电机短路比不小于 0.35。

duankou fenxi

断口分析 （fractography） 研究金属构件断裂面的技术，是失效分析的基础工作和重要方法之一。断裂一般发生在材料最薄弱或应力最大部位，断口形貌记录了有关信息，反映断裂全过程。可根据断口变形程度、位置、颜色及析出物的大小与花纹等，确定变形的性质，分析破坏的原因和研究断裂机理。分析方法有断口宏观分析和断口微观分析两类。断口宏观分析是用放大镜和体视显微镜，确定断裂类型、裂源位置及断裂扩展方向、断裂应力类型、可能的断裂原因等。在全面完成宏观断口分析后才能选定部位进行微观分析。断口微观分析主要用扫描电子显微镜在断裂源及断裂缓慢扩展区观察断口形貌，并可做微区成分分析，准确地确定断裂的性质、原因、类型和影响因素等。

断裂分脆性断裂和韧性断裂两类。

脆性断裂 无明显塑性变形，断口与拉应力垂直，断面整齐，颜色光亮，为颗粒状成人字花样。按断口的微观形貌与断裂机制，可分成沿晶脆性断裂、解理断裂、准解理断裂、疲劳断裂、应力腐蚀断裂与氢脆断裂等。

沿晶脆性断裂 沿晶粒边界发生的脆性断裂，有与晶界析出脆性相，或与 S、P、As、Sb 等杂质在晶界偏聚使晶界弱化有关的回火脆性断裂，也有应力腐蚀和氢脆断裂。断口微观特征是具有晶粒的多面体，称为冰糖块花样。材料的塑性与韧性指标明显下降。

解理断裂 沿解理面发生的穿晶断裂。低温、粗晶、加工硬化、三向应力、裂纹尺寸满足断裂力学有关判据时，易发生解理断裂。断口微观特征是具有台阶、河流花样、舌状花样等。台阶为不同高度的解理裂纹之间发生的二次解理、撕裂，或与螺形位错交截而成。小台阶可汇合成大台阶，众多台阶汇合成河流花样，其形貌受晶间的性质影响较大。解理裂纹局部沿孪晶面扩展成为舌状花样。

准解理断裂 本质上仍属于穿晶脆性断裂，但伴有明显的局部塑性变形。例如在回火马氏体组织的断口上，河流花样一般从小面中心向四周扩展，形状短而弯曲，支流少，小面之间的连接处有较大的塑性变形，形成了撕裂岭。

疲劳断裂 交变应力作用导致的断裂。宏观疲劳断口由平滑的疲劳断裂区和凹凸不平的最终断裂区组成。疲劳断裂区包括疲劳源及扩展区，其宏观特征为同心圆的贝壳状花样，有时有台阶成放射条纹状。裂纹扩展方向与同心圆相垂直或沿放射状条纹方向。疲劳断口微观特征为疲劳辉纹，其数量与循环次数相当，间距随应力强度因子幅的变化而改变。按疲劳辉纹间距对断口做定量分析，可大致判断疲劳裂纹扩展速率、应力强度因子幅等。

应力腐蚀断裂 拉应力和特定腐蚀介质共同作用下造成的脆性断裂。应力腐蚀的临界拉应力值与腐蚀的介质和材料有关。裂纹扩展中发生分叉形成树枝形裂纹。断裂方式与材料及腐蚀环境有关，对于高强度钢还与应力强度因子 K 值有关。断口为沿晶断口或穿晶断口，穿晶断口具有泥状花样、河流花样等特征。有的可观察到局部塑性变形，呈现韧窝。条件改变会引起应力腐蚀裂纹或断口形态改变，常为混合型断口。应力腐蚀断口上有二次裂纹与腐蚀产物。

氢脆断裂 金属在应力作用下，由于氢的原因引起脆性断裂，有不可逆与可逆两类。钢中出现白点或氢腐蚀，会使钢在高速下形变脆断，裂纹形成后去氢，钢的塑性和韧性不能恢复的称为不可逆氢脆。氢脆断口形貌并不固定，取决于裂纹前沿应力强度因子 K 值及氢浓度，可以是韧窝型（高 K 值与低氢浓度）、准解理或解理型、沿晶型（低 K 值及高氢浓度）。

韧性断裂 有明显塑性变形，断口由明显的纤维区、放射区和剪切唇区三部分组成，纤维区和剪切唇区面积份额越大，塑性越高。可分为韧窝断裂、滑移分离断裂和部分蠕变断裂等类型。

韧窝断裂 通过孔洞的生核、长大、局部缩颈后产生的断裂，断口有大量韧窝。韧窝形貌取决于应力状态，通常有等轴韧窝、剪切长形韧窝、撕裂长形韧窝等。韧窝的数量、间距与断口上第二相粒子的数量、间距一致。粒子尺寸越大，韧窝越大；塑性变形程度大，韧窝深度也大。断口上有韧窝说明材料至少在局部发生过较大的塑性变形。

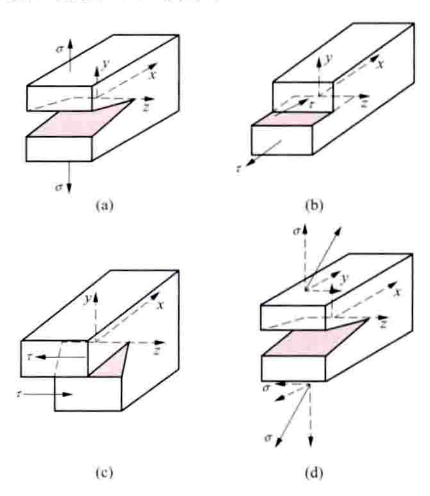
滑移分离断裂 因滑移面分离发生的断裂。出现于某些纯金属、材料缺口底部，高温下高塑性材料中。多晶体材料沿多个滑移面分离，微观特征为蛇形滑移花样。

部分蠕变断裂 见蠕变断裂。

duanlie rendu

断裂韧度 （fracture toughness） 含裂纹构件抵抗裂纹失稳扩展的能力，是材料的力学性能指标。断裂韧度的表征参量有 K_c、δ_c、J_c 和 G_c。

分类 裂纹是一种平面缺陷，通常是指尖端曲率半径趋近于零的缺陷。裂纹的种类很多，可按不同方法分类。按裂纹几何特性分，可分为穿透裂纹、表面裂纹和埋藏裂纹。按裂纹的力学特征分，可分为张开型、滑开型和撕开型裂纹，如图所示。其中以Ⅰ型裂纹最常见，其危险性也最大。在实际材料和构件中，具有完全单一力学特征的裂纹较少，裂纹往往存在两种或两种以上力学特征，这些裂纹称为复合型裂纹，如图（d）所示。



裂纹按力学特征分类示意图

(a) 张开（Ⅰ）型裂纹；(b) 滑开（Ⅱ）型裂纹；(c) 撕开（Ⅲ）型裂纹；(d) 复合型裂纹

含裂纹构件在外力作用下，在裂纹尖端区域将产生应力集中。但应力集中具有局部性，即离开裂纹尖端稍远处，应力分布又趋于正常。

线弹性条件下的断裂韧度 线弹性断裂力学是将带缺陷的材料和结构假设为理想的线弹性体，并以线弹性力学为基础研究带缺陷结构和材料发

生断裂的规律。1920年格里菲斯（A. A. Griffith）首先研究了裂纹问题，指出微小裂纹的存在，是脆性材料（如玻离）实际承载能力比按分子结构理论预计的承载能力低几个数量级的原因，并建立了断裂应力、裂纹尺寸与材料性能，特别是断裂韧度之间的关系。此后，奥罗万（E. Orowan，1947年）和欧文（G. R. Irwin，1948年）研究了材料的塑性对裂纹扩展的影响，修正了格里菲思的理论。其后欧文又提出了应力强度因子的概念（1957年），至此已形成线弹性断裂力学，到现在发展得已较成熟。

断裂韧度 G_c　G_c 的理论基础是格里菲斯能量释放率理论和奥罗万理论，它反映了材料抵抗断裂破坏的能力，与裂纹几何形状有关，与外载荷无关，可由材料实验测定。当裂纹扩展时弹性体释放的能量大于裂纹扩展所消耗的能量时，弹性体产生失稳扩展，所以能量释放率断裂判据为 $G=G_c$。需要指出，格里菲斯理论仅适用于材料是完全脆性的断裂情况。而实际上绝大多数金属材料断裂前和断裂过程中，裂纹尖端附近存在塑性区，由于塑性变形而使裂纹尖端钝化，裂纹尖端曲率半径增大，使格里菲斯理论失效。

断裂韧度 K_c　K_c 的理论基础是欧文提出的应力强度因子断裂理论，它描述裂纹及尖端附近应力场强度，它随着载荷 σ 的增加，K 值也随之增大，因此当 σ 增大到某一临界值时，构件将发生断裂（即裂纹扩展），此时应力强度因子 K 也达到了某一临界值 K_c，所以断裂判据为 $K=K_c$。K_{I} 是Ⅰ型裂纹应力强度因子，其表达式见式（1），即

$$K_{\mathrm{I}}=\alpha\sigma\sqrt{\pi a} \tag{1}$$

式中 α 为修正系数，与裂纹的几何形状和加载形式有关；a 为裂纹长度的一半。

满足平面应变条件的裂纹试样在Ⅰ型加载条件下，裂纹尖端的应力强度因子 K_{I} 达到临界值 $K_{\mathrm{I}c}$ 时，裂纹发生失稳扩展，$K_{\mathrm{I}c}$ 叫材料的平面应变断裂韧度，单位为 $\mathrm{MPa}\sqrt{\mathrm{m}}$。$K_{\mathrm{I}c}$ 的测试按GB/T 4161—2007《金属材料平面应变断裂韧度 $K_{\mathrm{I}c}$ 试验方法》执行。

断裂韧度 G_c 和 K_c 都是基于线弹性理论分别从能量平衡和裂纹尖端附近的应力场分析得到了裂纹失稳扩展的断裂力学参量，它们的关系见式（2），即

$$G_{\mathrm{I}}=\frac{K_{\mathrm{I}}^2}{E'} \tag{2}$$

$$E'=\begin{cases} E & \text{平面应力状态} \\ \dfrac{E}{1-\nu^2} & \text{平面应变状态} \end{cases}$$

弹塑性条件下的断裂韧度　工程结构部件通常存在应力集中部位会产生塑性变形，而结构用钢较多的为韧性良好的中低强度钢，于是在裂纹尖端产生较大范围的屈服，上述情形就超出了线弹性断裂力学的适用范围，必须采用弹塑性断裂力学分析裂纹的问题。1961年欧文提出了以裂纹尖端小区域材料的伸长（裂纹张开位移 δ）来描述塑性变形能力较高的构件材料的断裂行为。1968年，赖斯（J. R. Rice）等人又提出用J积分用以表示裂纹尖端应力应变场的综合强度，至此产生了弹塑性断裂力学。

断裂韧度 δ_c　δ_c 的理论基础是威尔斯于1963年提出的建立在实验基础上的裂纹张开位移（COD）理论，它是裂纹尖端张开的位移量，其张开位移量的大小除与裂纹及裂纹体几何有关外，还与裂纹体的受载情况有关，因此它描述了裂纹尖端附近区域一定的应力、应变场强度。当裂纹尖端的张开位移达到材料的某一临界值时，裂纹即发生开裂或失稳扩展，因此断裂判据为 $\delta=\delta_c$。Wells根据D-M模型经试验修正后提出的COD计算式如下

$$\delta=2\pi e_s a(e/e_s)^2 \quad e/e_s\leqslant 1 \tag{3}$$

$$\delta=2\pi e_s a(e/e_s) \quad e/e_s>1 \tag{4}$$

式中 a 为裂纹长度的一半；e 为应变，e_s 为屈服应变。

断裂韧度 J_c　J_c 的理论基础是Rice于1968年提出的J积分理论，它是一个定义明确、理论严密的用于描述裂纹尖端附近区域弹塑性应力、应变场强弱的参量。当裂纹尖端的应力场达到使裂纹开始扩展的临界强度时，J 积分也能达到相应的临界值 J_c。裂纹启裂判据为 $J=J_c$，裂纹失稳扩展判据为 $\dfrac{dJ}{da}\geqslant\dfrac{dJ_R}{da}$。中国现行的测试标准为GB/T 21143—2007“金属材料准静态断裂韧度的统一试验方法”。

断裂韧度 δ_c、J_c、G 和 K_{I} 的关系见式（5）～式（8），即

在线弹性条件下：$$J=\frac{1-\nu^2}{E}K_{\mathrm{I}}^2=\frac{K_{\mathrm{I}}^2}{E'}=G_{\mathrm{I}} \tag{5}$$

“小范围屈服”条件下：$$\delta=\frac{4}{\pi}\frac{J}{\sigma_s} \tag{6}$$

D-B模型条件下：$$J=\sigma_s\delta \text{ 或 } J=k\sigma_s\delta \tag{7}$$

全屈服条件下：$$\delta=d_n\frac{J}{\sigma_0} \tag{8}$$

$$d_n=d_n\left(\alpha,\ \frac{\sigma_0}{E},\ n\right)$$

应用　断裂韧度 $K_{\mathrm{I}c}$、δ_c、J_c 等表征了含裂纹构件抵抗裂纹失稳扩展的能力，可为分析含缺陷构件的断裂事故、评价含缺陷构件的运行安全性及裂纹扩展寿命估算提供技术依据；为合理选材、建立无损探伤验收标准以及强度设计提供理论依据。世界各国制订了相应的构件缺陷评定标准，例如，GB/T 19624—2004《在用含缺陷压力容器的安全评定》、BS 7910—2007《金属构件缺陷评定导则（Guide to methods for assessing the acceptability of flaws in metallic structures）》/SINTAP—1999《欧洲工业结构完整性评定程序（Structural integrity assessment procedures for european industry）》等。

参考书目

张晓敏，万玲，严波，等．断裂力学．北京：清华大学出版社，2012.

duanluqi

断路器

断路器　（circuit breaker）　能承载、关合和开断线路以及各种电气设备的空载和正常运行电流；也能在系统发生故障时，与继电保护配合，在规定时间内承载、关合和开断规定的故障电流（如短路电流）的开关设备。断路器是电力系统的保护和操作的重要电气装置。

基本原理和结构　断路器的结构复杂，型式各异，但基本上均由导电主回路、灭弧室、操动机构和绝缘支撑件等部分组成：①导电主回路通过动触头、静触头的接触与分离实现电路的接通与隔离；②灭弧室使电路分断过程中产生的电弧在密闭小室的高压力下于数十毫秒内快速熄灭，切断电路；③操动机构通过若干机械环节使动触头按指定的方式和速度运动，实现电路的开断与关合；④绝缘支撑件通过绝缘

支柱实现对地的电气隔离。

主要分类 按灭弧介质和绝缘介质的不同，断路器可分为少油断路器、真空断路器和六氟化硫断路器等。此外，在断路器的发展过程中还出现过多油式、空气式、磁吹式、水断路器等。按相数多少的不同，断路器又可分为三相式和单相式。

少油断路器 用变压器油或专用断路器油作灭弧介质，对地绝缘采用支持瓷柱的断路器。少油断路器的用油量较多油断路器的大为减少，但少油断路器的电寿命较短，在额定短路开断电流下的连续开断能力仅为数次。少油断路器处于淘汰状态，已很少生产。

真空断路器 以真空作为断口绝缘和灭弧介质的断路器。真空断路器的开断能力强，操作功率小，电寿命长，适用于频繁操作，但开断小电感电流时常产生过电压。真空断路器最高电压为 126kV，中国在3～72kV 电压等级运用很广泛。

六氟化硫断路器 以 SF_6 气体作为灭弧介质兼作绝缘介质的断路器，通流能力和开断能力强，断口电压高，电寿命较强。在 126kV 以上的电压等级中，几乎全部采用六氟化硫断路器。

多油断路器 以变压器油或专用断路器油作为绝缘介质和灭弧介质的断路器。多油断路器的用油量随电压等级的升高而剧增，12kV 级的用油量为数十千克，252kV 级的用油量可超过 40t。多油断路器容易导致火灾，运输和检修不便，动作特性差。从 20 世纪 50 年代起就逐渐被淘汰。

空气断路器 以压缩空气作为灭弧介质和绝缘介质的断路器。空气断路器开断能力强，动作迅速，能适应低温地区的户外条件。但它的噪声大，零件多，加工复杂，造价高，可靠性较差，已逐渐被淘汰。

磁吹断路器 以开断电流自身形成的磁场协助灭弧的断路器。磁吹断路器的开断能力较小，额定电压较低，价格较贵，但电寿命长，只适用于要求频繁操作而又能免除火灾危险的地区，一般仅在低电压等级配电网中使用。

水断路器 以蒸馏水作为灭弧介质和绝缘介质的断路器，其开断能力较小，介质容易变质，未能得到发展，适用电压限于 12～40.5kV。

主要技术参数 包括额定电压、额定电流、额定短路开断电流、额定短路关合电流、额定短时耐受电流、额定峰值耐受电流。

额定电压 断路器在正常情况下工作的电压，至少应等于断路器安装处系统的最高运行电压。

额定电流 额定环境条件和额定电压下，断路器长期连续工作时的允许电流。应适应于运行中可能出现的任何负载电流。

额定短路开断电流 在规定的使用和性能条件下，断路器所能开断的最大短路电流，又称额定短时耐受电流，热稳定电池，其值应不小于系统中可能出现的最大短路电流。

额定峰值耐受电流 在规定的使用和性能条件下，断路器在合闸位置能够承载的额定短时耐受电流第一个大半波的电流峰值，又称额定短路关合电流，动稳定电流。其值应不小于使用地点预期短路电流的最大峰值。

历史及发展趋势 在 1950 年以前，电力系统中使用的断路器以多油断路器为主，其开断能力达 20kA，126kV 级的多油断路器为双断口。在 1965 年以前，以少油断路器和空气断路器为主，其开断能力达 26.5kA，126kV 级的为单断口。在 1980 年以前，以少油、空气、六氟化硫断路器为主，其开断能力达 40～50kA，252kV 级的为单断口。此后，六氟化硫断路器及其组合体——气体绝缘金属封闭开关装置(GIS) 飞速发展，在电力系统中得到广泛应用。在 126kV 以上的电压等级中几乎全部采用六氟化硫断路器，中国 GIS 断路器达到的水平是：电压等级达 1100kV，开断能力达 63kA。

duanzhou

断轴 (rupture and wreck of rotor)

高速运行的转子，在轴的薄弱部位因裂纹扩展或过载塑性失稳，使轴突然折断或转子飞逸的严重事故。断轴主要出现于汽轮机、发电机和给水泵运行中，严重时还会造成机毁人亡的恶性事故。1988 年，秦岭发电厂 5 号机组在进行超速试验过程中，发生了轴系断裂事故，造成机组严重损坏。

转子薄弱部位有：中心孔、锻件的宏观缩孔和夹杂聚结区、轴颈、轴身表面的沟槽、与叶轮套装的边缘和联轴器螺栓等，断轴通常是从这些薄弱环节开始的。

断轴原因 主要是材料缺陷，以及腐蚀疲劳、疲劳损伤、过载损坏和热疲劳等。

材料缺陷 材料的断裂韧度低、韧脆转变温度高或残余应力大时，轴内的大块非金属夹杂白点或龟裂成为裂源，裂纹增长至临界尺寸，发生突然的脆性断裂。该类断轴破坏性极大，不易事先发现事故征兆。断口为脆性，往往具有沿轴向断裂的特征。主要发生在低压转子和发电机转子的中心孔。

腐蚀疲劳 在动应力和腐蚀介质的联合作用下产生裂纹导致断轴。裂源处往往有蚀坑，裂纹走向为沿晶穿晶混合型，并具有分叉特征，往往发生在低压转子的套装叶轮的边缘。腐蚀性介质是 NaCl 和 NaOH 的水溶液。有时，开裂的性质为应力腐蚀，然后转变为腐蚀疲劳裂纹继续扩展。该类裂纹的扩展速度慢，可通过无损探伤发现，处理及时能够防止断轴发生。

疲劳损伤 因装配不善、缺口应力集中严重和低周疲劳等原因，使轴的薄弱环节疲劳损伤加剧而造成断轴。易发生疲劳损伤的部位有联轴器的截面突变处。断口具有典型的贝壳状花样。随着裂纹的长大，轴的振动也增大。认真监测轴和轴承的振动，可防止突然断轴。

过载损坏 因实际载荷超过材料的屈服极限，使轴进入塑性失稳状态而断轴。如超速、轴系共振、油膜振荡、电气故障引起的巨大冲击扭矩和汽缸进水均会使轴的载荷明显升高。过载损坏主要发生于联轴器螺栓和轴颈处。断口周围有明显的宏观塑性变形，而且轴承也会受到严重的损坏。断口具有静载损坏或低周疲劳断口特征。该类损坏是断轴事故中最严重的，断裂过程极短而破坏性巨大。轴的塑性失稳和影响因素仍处于进一步研究中。

热疲劳 因机组起停或蒸汽温度大幅度变化，使轴表面受到循环的热应力而造成断轴。主要发生在高、中压转子第一级和前汽封处的轴段、转子表面凹槽等局部结构突变处。断裂具有多裂源和多裂纹的特征。裂纹扩展速度取决于裂纹尖端的热应力大小。轴的热疲劳可能同时伴随蠕

变损伤。

防止措施 主要有：①选用优质大锻件材料，为了降低锻件中的氢和氧含量，应进行真空去气处理；为了降低材料的脆性转变温度和提高断裂韧性，应对锻件进行水淬火热处理；②合理设计轴结构，减小应力集中；③改善机组的设计和运行，防止轴系失稳、超速和汽缸进水，还应防止导致轴颈损伤的电气故障和断路器误操作；④采用高灵敏的探伤方法，定量显示轴内部的缺陷及其发展，并用断裂韧度评估；⑤对汽轮发电机组的轴系进行寿命在线监测。

duiliu huanre

对流换热

(heat transfer by convection; convective heat transfer) 流体与温度不同的物体表面直接接触而产生的热量传递过程。它是热传导与热对流这两种基本传热方式综合作用的结果，也称对流放热。

对流换热取决于流体的物性与运动的情况。按受力及流体运动方式不同，可将对流换热分为两种：一种是由于流体内部温度差异引起的密度不同而形成的浮升力产生的运动和换热，称为自然对流换热；另一种是由于风机、泵等所产生的机械力驱动的运动和换热，称为受迫对流换热。无论是受迫对流换热还是自然对流换热，热量的传递都是靠分子运动产生的“导热”和流体微团之间形成的“对流”两种作用综合完成的。因此它与流动形成的方式、流速、流体的种类与物性参数（如导热系数、黏度、密度和比热等）、流体流动空间和换热表面的形状、尺寸以及表面状况等因素有关，是一个受众多因素影响的复杂过程。

对流换热的强度遵循牛顿冷却公式，它是I. 牛顿(Isaac Newton，1643—1727）在18世纪初提出的，即

$$Q=h(T_w-T_f)F，\text{W}$$

或

$$q=Q/F=h(T_w-T_f)，\text{W/m}^2$$

式中Q表示面积为$F(\text{m}^2)$的物体表面与流体之间每秒钟交换的热量，W；T_w、T_f分别表示物体表面与流体的温度，K；h为表面传热系数或换热系数，表示1m^2物体表面面积上，当流体与表面之间的温度差为1K时，每秒钟传递的热量，$\text{W/(m}^2\cdot\text{K)}$。$h$的大小反映对流换热的强弱。

h与诸因素之间的内在联系有时可用一组复杂的偏微分方程式来描述，包括连续性方程、动量方程、能量方程和对流换热过程微分方程式。依靠数学分析来求解的方法统称为数学分析法。由于方程组很复杂，用分析法求解复杂的实际问题往往很困难。20世纪30年代初，L. 普朗特（Ludwig Prandtl，1875—1953）提出边界层理论，他利用边界层概念将偏微分方程组简化后求解，开拓了对流换热向理论分析方向发展的道路。自20世纪60年代以来，大型电子计算机的应用，使数学分析法得到了迅速的发展，并进而发展成为数值分析解法。许多复杂的对流换热问题可以通过数值计算予以解决。然而，由于工程中换热问题的复杂性，换热计算，特别是湍流换热的计算，仍主要依靠在相似原理指导下的实验研究法得出的各种换热准则关系式。随着测试技术的飞速发展，实验研究法越来越多地被用来深入地揭示流动与换热的机理。因此，越来越多的研究人员把数学分析法或数值模拟与实验研究法结合起来，更有效地解决实际中的传热问题。

参考书目

章熙民，任泽霈，梅飞鸣．传热学．北京：中国建筑工业出版社，2007.

duiliu shouremian huanre

对流受热面换热

(heat transfer at convection heating surfaces) 热量由受热面一侧的热流体以对流方式传给另一侧冷流体的过程。锅炉对流受热面换热计算的基本方程为换热方程式和热平衡方程式。

换热方程式 换热过程中对流受热面传递的热量Q与冷、热流体间的平均温差Δt和受热面积H成正比，换热方程式可写成：$Q=KH\Delta t$，kJ/h。锅炉对流受热面的换热计算，通常以每千克燃料为基准，因此换热方程式又可表示为：$Q=KH\Delta t/B_j$，kJ/kg，式中B_j为锅炉计算燃料消耗量，kg/h；其他物理量包括传热系统K、温差Δt、对流受热面积H。

(1) 传热系数K [kJ/(m^2·h·℃)]：表示温差为1℃、受热面积为1m^2条件下每小时的传热量。对于锅炉中常见的各种光滑管受热面的传热系数均可用多层平壁的传热系数公式来表示，即

$$K=\frac{1}{\frac{1}{\alpha_1}+\frac{\delta_f}{\lambda_f}+\frac{\delta_w}{\lambda_w}+\frac{\delta_s}{\lambda_s}+\frac{1}{\alpha_2}}，\text{kJ/(m}^2\cdot\text{h}\cdot{}^\circ\text{C)}$$

式中α_1和α_2为加热介质对管壁和管壁对受热介质的换热系数；δ_f和λ_f为管子外表面上灰垢层的厚度和导热系数；δ_w和λ_w为管壁的厚度和导热系数；δ_s和λ_s为管子内表面上水垢层的厚度和导热系数。烟气对管壁的换热系数α_1可写成：$\alpha_1=\xi(\alpha_c+\alpha_r)$，式中$\alpha_c$和$\alpha_r$为对流换热系数和辐射热系数；$\xi$为利用系数，它是考虑由于烟气对受热面冲刷不完全而使吸热减少的修正系数。α_c与许多因素有关：如气流的速度和温度、一定的线性尺寸、管子布置方式、受热面种类、烟气流经受热面的性质（纵向流、横向流或斜向流）以及流通介质的物理性质等。α_r与烟气流的温度、黑度及受热面外壁温度、黑度有关。传热系数是一个与过程有关的物理量，其值取决于参与换热的两种流体的物理性质、运动状态、受热面的结构形式及布置方式等。

(2) 温差Δt（℃）：参与换热的两种流体在整个受热面中的平均温差。温差大小与两种流体相互间流动方向有关。如果一种流体的温度在受热面范围内保持不变，则温差与两种流体相互间的流动方向无关。冷、热流体彼此反向平行流动的受热面连接方案，称为逆流，而彼此同向平行流动的，则称为顺流。对于逆流或顺流时的平均对数温差可表示为$\Delta t=\dfrac{\Delta t_1-\Delta t_s}{\ln\dfrac{\Delta t_1}{\Delta t_s}}$，℃。$\Delta t_1$和$\Delta t_s$为受热面两端温差中较大和较小值。

在锅炉受热面中，除逆流和顺流连接方案外，还有串联混流方案（见图1）、并联混流方案（见图2）和交叉流方案（见图3）等复杂连接方案。逆流时温差最大，顺流时温差最小，其他情况的温差则均介于两者之间，可用逆流平均温差Δt_{ct}乘以一个小于1的温差修正系数ψ来计算，即$\Delta t=\psi\Delta t_{ct}$。

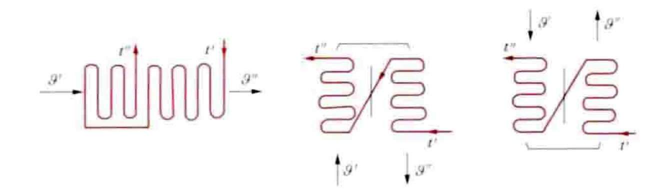


图 1　锅炉受热面串联混流方案

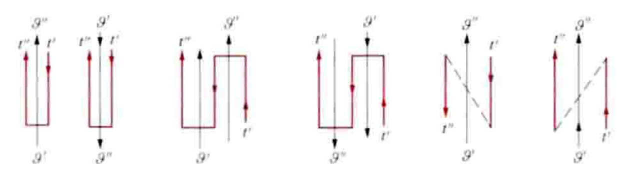


图 2　锅炉受热面并联混流方案

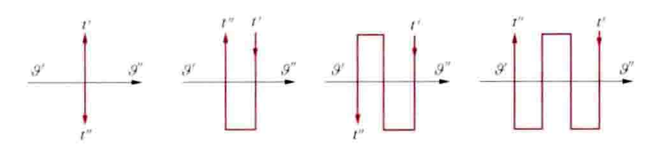


图 3　锅炉受热面交叉流方案

(3) 对流受热面积 H：除空气预热器外，锅炉的其他对流受热面积均按管子外表面计算，因为管外烟气侧换热系数远小于管内工质换热系数，即 $\alpha_1 \ll \alpha_2$，传热量主要取决于烟气对管壁的换热系数 α_1。对于空气预热器 α_1 与 α_2 数值相差不大，对流受热面积按平均管径计算。如果接受辐射热，对流受热面积应从总受热面积中扣除辐射受热面积。

热平衡方程式　在热平衡方程式中，烟气放出的热量等于工质（蒸汽、水或空气）吸收的热量。

烟气放出的热量为

$$Q_g = f(I' - I'' + \Delta\alpha I^0_{ca}),\ \text{kJ/kg}$$

工质吸收的热量，对于接受辐射热的对流受热面内工质吸热量应扣除辐射吸热量 Q_r，则有

$$Q_{wm} = \frac{D}{B_j}(h'' - h') - Q_r,\ \text{kJ/kg}$$

对于不接受辐射吸热量的对流受热面内工质的吸热量为

$$Q_{wm} = \frac{D}{B_j}(h'' - h'),\ \text{kJ/kg}$$

式中 f 为保热系数；I'、I'' 为受热面进、出口烟气焓；$\Delta\alpha I^0_{ca}$ 为漏风带入的热量；D 是锅炉负荷；B_j 为计算燃料量；h'、h'' 表示受热面进出口工质焓。

在稳定换热过程中，$Q_g = Q = Q_{wm}$。

根据热平衡方程式和换热方程式可以进行对流受热面的设计计算或校核计算。

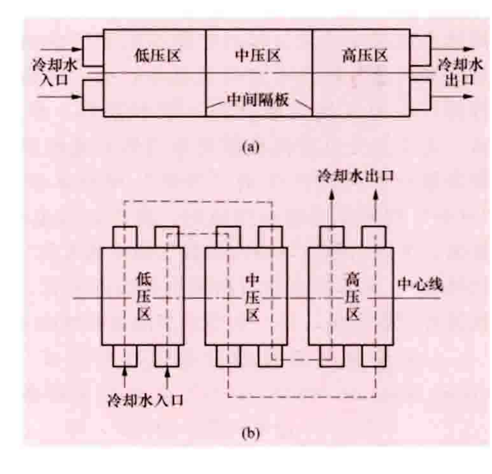
设计计算方法　根据指定的烟温及受热工质的温度确定受热面的吸热量，然后计算温差和传热系数，再由换热方程式求出受热面积。

校核计算方法　先布置受热面，然后计算受热面的吸热量。计算时，先假设烟气出口温度和焓，并按热平衡方程式求出受热面的吸热量和受热工质的出口温度，接着计算传热系数和温差，再按换热方程式计算受热面的吸热量。如果按热平衡方程式和换热方程式求出的吸热量之差不超过 2%，则计算完成。

duoyashi ningqiqi

多压式凝汽器　(multi-pressure condenser)　由几个汽侧压力不同的独立壳体，或一个单壳体但汽侧被分隔成几个压力不同的独立汽室所形成的凝汽单元组成的凝汽器，用于多排汽口汽轮机。它是在汽轮机单机功率增长和多排汽口采用单壳凝汽器的基础上发展起来的。它的特点是在相同的冷却水温度下，可获得比单一压力凝汽器更低的平均压力，从而增加汽轮机的功率。多压式凝汽器分隔成的汽室越多，其平均压力也越低。20 世纪 60 年代初首先在美国使用，日本在引进技术的基础上研制了液体自密封多压式凝汽器，以后逐渐在全世界推广。

图为汽轮机六排汽口三压式凝汽器的结构示意图。凝汽器汽侧被分隔成高压、中压和低压三个汽室，三个低压缸的六排汽分别进入高压、中压和低压汽室。但冷却水串行流过各汽室，使各汽室形成不同的压力，冷却水进口端形成低压，出口端形成高压。这种凝汽器的内部隔板还使低压、中压汽室底部的凝结水流到高压汽室底部，通过托盘上的大量小孔漏下，进入高压汽室内回热，而后与高压汽室的凝结水一起汇集于热井，由凝结水泵打入回热系统。从低压、中压汽室出来的凝结水进入高压汽室回热，减少了高压汽室的冷源损失，提高了凝汽器凝结水温，可减少低压加热器的回热抽汽量，有利于进一步提高汽轮机的热效率。一般说来，多压式凝汽器较单压式凝汽器可使汽轮机组热效率提高 0.15%～0.25%。此外，多压式凝汽器还可以减小换热面积，减小冷却水量，改善设备布置和运行。



三压式凝汽器示意图

(a) 单壳体；(b) 三壳体

在计算汽轮机采用多压凝汽器的收益时是以单压凝汽器作为计算基础的，由于不同凝汽器的排汽参数和不同的凝汽器特性，应考虑整个冷却水温运行范围，以确定多压凝汽器的取舍。当水温较高、温升较高或循环倍率较低的情况下，采用多压凝汽器有较大的效益。因此在冷却水温较高、采用循环冷却水系统的地区或供水资源不足的地区，宜采用多压式凝汽器。

多压凝汽器抽空气系统设计时，应考虑各抽气管的压力差，否则会导致各汽室压力趋于平衡，影响凝汽器总体性能。



EDTA qingxi

EDTA 清洗 (chemical cleaning by EDTA) 用乙二胺四乙酸铵盐或钠盐的水溶液作为清洗介质的化学清洗。为了避免钠的残留，一般直流锅炉采用乙二胺四乙酸铵盐作为清洗介质。EDTA 清洗分为高温清洗和低温清洗两种方式。高温 EDTA 清洗工艺为温度 120～140℃，pH 值为 8.5～9.5；低温 EDTA 清洗工艺为温度 85～95℃，初始 pH 值为 4.5～5.5。高温 EDTA 清洗的优点是除垢能力较强，适用于运行炉和基建炉的化学清洗；缺点是对加热要求较高，清洗期间部分 EDTA 热分解，EDTA 用量较多。低温 EDTA 清洗的优点是对加热要求不高，清洗期间不发生 EDTA 热分解，清洗成本较低；缺点是除垢能力较弱，一般适用于基建炉的化学清洗。（见锅炉化学清洗）

erci huilu jiexian shigong

二次回路接线施工 (installation of secondary circuit wiring) 将电气设备的操作、测量、保护、信号、自动控制及调节等回路中的元件，连接成互相关联并能对一次设备进行监测、控制、调节和保护的完整回路的工作（见电气二次线）。二次回路接线施工工序有图纸核对、电缆接线及检查试验等。

图纸核对 二次回路接线图纸包括原理接线图，盘、柜端子排图，盘面布置图及电缆清册等，需事先根据原理接线图逐一核对。

电缆接线 接线工序包括：①电缆头制作。剥切电缆时注意不损伤线芯和保留的绝缘层，应根据电缆选择相应规格的塑料套管。②电缆标识牌制作及固定。引入屏、柜及端子箱内的电缆应排列整齐、分别成束，分开排列，电缆头位置应高于盘柜防火封堵层，每根电缆配一个标识牌，要求字迹清晰、不易脱落。③芯线标识和整理。包括芯线端部标识、分线、理线、线束绑扎等工序，芯线两端标识必须核对正确，内容应包括回路编号和电缆编号，配线应整齐、清晰、美观。④接线。可采用螺栓连接、插接、焊接或压接等方式，尽量使线芯弯度一致、平整、美观，所接电气元件或端子排不得受到机械应力。接线端子每侧接线宜为 1 根，不得超过 2 根。对于插接式端子，不同截面的 2 根导线不得接在同一端子上；对于螺栓连接端子，当接 2 根导线时，中间应加平垫片。⑤备用芯及屏蔽处理。电缆备用芯长度应留有适当余量，电缆屏蔽层应按设计规定可靠接地，同一回路屏蔽层只允许有一个接地点。

检查试验 分为通电前和通电后两个阶段的试验。

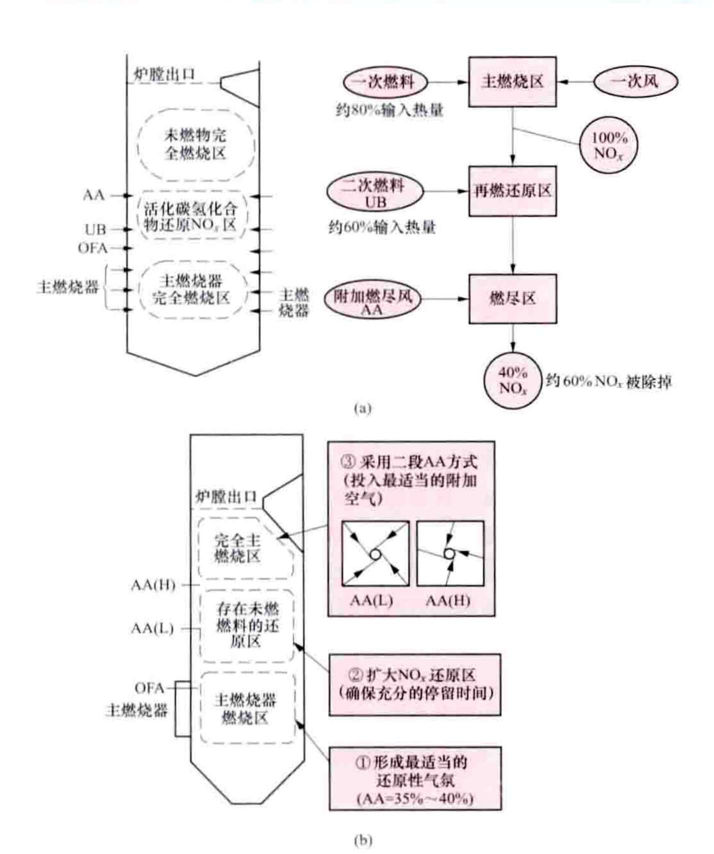
通电前试验 包括：①回路接线正确性检查。按照原理接线图对每个支路逐一进行导通试验以确认回路正确。②绝缘检查。用 500V 或 1000V 绝缘电阻表测定每个回路绝缘。绝缘电阻值一般要求不低于 1MΩ，潮湿环境不低于 0.5MΩ。③交流耐压试验。检查绝缘电阻合格后用 1000V 工频电压进行交流耐压试验。若回路中带有电子元器件，试验时应将其取出或两端短接。

通电后试验 包括：①交流电压回路试验。从二次侧或一次侧通入三相试验电源，按图纸检查各端子排及电压元件上的电压值、相序及相位，确认电压回路接线正确。②交流电流回路试验。从一次回路通入三相或单相电流，测量电流互感器二次回路电流，确认电流回路无开路，变流比及电流回路接线正确。③直流回路试验。通电前需将直流回路与其他回路或已投入运行的回路连线断开，通电后按照原理接线图逐一试验回路中各元件的相互动作情况，并用短接继电器的触点模拟故障，检查回路动作情况。④整组试验。将与二次回路有关的一次设备连在一起试验，检查在各种工况下二次回路能否对一次设备正确操作并反映一次回路的各种工况。

erci ranliao zairanshao

二次燃料再燃烧 (fuel reburning; fuel staging) 将燃烧过程分成三个区域：先将 80%～85% 的燃料（称为主燃料）送入第一级燃烧区，在过量空气系数 $\alpha \geqslant 1$ 的条件下燃烧；其余 15%～20% 的燃料（称为二次燃料或再燃燃料）从主燃烧器的上部送入燃烧室，在高温（高于 1200℃）和还原性气氛（$\alpha < 1$）下燃烧（再燃烧区），使得在第一级燃烧区中生成的 NO_x 在该区内还原成氮分子（N_2）；最后在再燃烧区的下游通过喷口送入剩余的空气，形成第三级燃烧区（燃尽区），以保证再燃烧区中生成的未完全燃烧产物完全燃尽，如图（a）所示。这种燃烧方式称为二次燃料再燃烧或三级燃烧，又称燃料分级。二次燃料再燃烧是一种炉内还原 NO_x 的燃烧技术，原则上可用于燃用各种化石燃料锅炉，并且可以与一次燃料的低 NO_x 燃烧技术结合使用。影响其低 NO_x 燃烧效果的因素主要有：一次区的 NO_x 水平和燃尽度；二次再燃区的温度、停留时间和过量空气系数；二次燃料的反应活性。从炉膛上部引入的二次燃料宜选用易着火的燃料，既可以是与主燃料相同的燃料，也可以是不同的燃料。此外，还要求燃料含 N 量低。天然气含 N 少，热值高，易于着火燃烧，又不需输送用气体（载气），是一种理想的二次燃料。国外有的大容量切向燃烧煤粉锅炉三级燃烧系统中，以主燃烧器燃烧区产生的未燃碳氢原子团替代二次燃料，构成新的三级燃烧系统如图（b）所示。

二次燃料再燃烧应用较少，以示范性工程应用为主。利用二次燃料再燃烧技术对已投运锅炉进行改造会产生炉膛出口烟温升高，过、再热器受热面超温，排烟温度上升等问题。



二次燃料再燃烧原理图

(a) 外加二次燃料的再燃烧系统；(b) 无二次燃料的再燃烧系统

eryanghuatan buji liyong yu fengcun

二氧化碳捕集利用与封存 (carbon capture utilization and storage，CCUS) 在工业生产活动中把 CO_2 分离出来，进行利用或输送到安全的地点封存，使 CO_2 保持长期与大气隔绝的过程。碳捕集主要用在化石燃料电厂、钢铁厂、水泥厂、炼油厂、煤化工厂等较大量排放 CO_2 的工业行业。CCUS是在继续利用煤、石油、天然气等化石能源的同时减少 CO_2 排放的有效途径，是实现温室气体减排、应对气候变化的新技术。

在人类活动排放的 CO_2 中，火电厂是最大的集中排放源。在美国，火电厂排放的 CO_2 约占总排放量的1/3；在中国，火电厂排放的 CO_2 约占总排放量的1/2。由于火电厂具有 CO_2 排放量大、集中和持续等特点，在火电厂捕集 CO_2 被认为是进行碳减排最重要的技术路径之一。

CCUS技术包括 CO_2 捕集、运输、利用、封存四个环节。从电厂捕集、运输、直到利用或封存 CO_2 的投资和运行费用昂贵，这成为发展CCUS最大的障碍。因此，降低投资费用和运行能耗是该技术发展需要解决的关键问题。

CO_2 捕集　有物理吸收法、化学吸收法、变压吸附法、变温吸附法、膜分离和深冷法等。工程上通常将电站 CO_2 的捕集技术分为燃烧前脱碳、燃烧后脱碳、富氧燃烧以及化学链燃烧等。

CO_2 运输　运输技术是成熟的技术。罐车运输、船舶运输和管道运输都已经得到商业化应用。对于大规模、长距离的 CO_2 运输，管道运输是一种经济合理的方法。

CO_2 利用　主要有生产化工产品、工业利用、提高石油采收率、强化煤层气开采等，提高石油采收率和强化煤层气开采是大规模利用 CO_2 的有效途径。

以气态、液态和固态等各种形式存在的 CO_2 在工业和国民经济各部门中具有广泛的用途：①利用 CO_2 的物理性能，用于制造碳酸饮料、烟丝膨化处理、金属保护焊接、灭火、制冷、干冰清洗等，属于物理利用；②利用 CO_2 分子的化学特性，生产含碳化学产品，如合成无机及有机精细化学产品、高分子材料等，同时实现 CO_2 的固化和资源化利用，属于化学利用；③CO_2 封存与提高油田采收率（EOR）或提高煤层气采收率（ECBM）相结合，能够产生来自于石油或煤层气开采的额外收益，是实现 CO_2 减排社会和经济效益的重要途径之一。

（1）CO_2-EOR技术。通过向油藏注入 CO_2 来提高油田采收率的技术。其原理是把超临界状态的 CO_2 直接注入已开采过的储油层中，在高压条件下，CO_2 推动原油向生产井流动，从而提高石油的采出率。注入油井的部分 CO_2 溶解于未能被开采的原油中或储存于地层孔隙中，可以降低原油的黏度；部分 CO_2 随原油、水和天然气从生产井排出，通过分离和压缩，由注气井循环注入储油层。

CO_2-EOR技术在国际上已实现商业化，相对比较成熟。2004年美国国内有71个 CO_2-EOR项目运行，采用 CO_2-EOR技术每日生产原油20万桶，约占全部原油产量的4%。中国大庆、吉林、胜利等油田在 CO_2 驱油方面也取得过许多成功的经验。

CO_2-EOR技术既可提高原油开采量，又可减少 CO_2 向大气的排放量。每增产1t原油，CO_2 的消耗量高达2.2～6.7t，是当前唯一能大规模利用二氧化碳的途径。据估计，全世界80%以上的油田都适合注入 CO_2 增产原油，所需 CO_2 的估计量是 63×10^9 t。据测算，中国低渗油藏中约有32亿t适合使用 CO_2-EOR技术，占全部低渗油藏的50.6%。

（2）CO_2-ECBM技术。通过注入 CO_2 提高煤层气采收率的技术。其原理是将 CO_2 注入暂不能够商业开采的深层煤层中，置换出以 CH_4 为主要成分的煤层气，被视为一种有广阔商业前景的新兴技术。煤层气的发热值达33 496kJ/m^3 以上，而且不含硫化氢，是一种无毒的清洁燃料。煤层气同时也是一种温室气体，CH_4 的温室效应大约是 CO_2 的20倍以上，对臭氧层的破坏能力是 CO_2 的7倍。积极开发利用煤层气，可大大减少采煤过程中的 CH_4 排放量，也可提高煤炭开采过程的安全性。有研究认为全球煤层可储存接近225Gt CO_2。

中国的煤层气资源非常丰富，煤层气资源量约为 $11\,618\times10^{12}$ m^3，埋深2000～4000m范围的煤层气资源量约为 50×10^{12} m^3。这部分埋藏较深的资源由于开发成本较高，虽然在短期内很难加以利用，但碳封存技术的出现为开发和利用深部煤层气资源提供了可能的技术条件。

CO_2 封存　主要有生态封存、地质封存、废弃油气田封存、深海封存、工业固化等。其中：①森林和陆地生态封存是最理想的廉价封存方式，但一个功率为500MW的燃煤电厂约需2000km^2 的森林来捕集其所排放的二氧化碳，故该方式不能作为主要封存方式。②深海封存是有可能实现大规模长期储存二氧化碳的方式之一，但涉及对海洋生物的影响和技术可靠性

等一系列复杂问题，尚处于探索阶段。③地质封存包括不可采煤层封存、采空的油气层封存、强化采油回注封存、深部盐水层封存等多种方式，是可实现的封存方式。

CO_2 的地质封存具有的优点有：①自然界中 CO_2 气藏的存在证实了 CO_2 可以在地下长时间存储；②油气田开发中已经积累了 CO_2 封存的专业技术经验；③利用 CO_2 提高石油采收率（EOR）和提高煤层气的采收率（ECBM）已经通过试验获得了经济效益；④只要选址得当，可以在地下存储大量的 CO_2；⑤可以利用天然气勘探的成熟理论、经验、技术和设备。

实现 CCUS 需要增加传统电厂的成本和能耗，一般认为电厂的净效率会下降 10 个百分点左右，发电成本增加 20%～30%。所增加的成本，约 2/3 用于捕集，1/3 用于运输和封存。研究表明，带二氧化碳捕集与封存的燃煤发电成本仍然可以与风电和光伏发电竞争。

全球已有 100 多个 CCUS 项目正在建设或即将运行，其中大部分是油气田强化开采项目。CCUS 项目要实现产业化发展，还面临着技术成熟度、环境风险、资金扶持、社会和法律认可等诸多的压力。因此，迫切需要对 CO_2 捕集、利用与封存工作的法律地位、技术规范、减排效益评价等多方面进行研究。据预测，2030 年前后将进入 CCUS 的大规模工业化应用的阶段。



fadianchang dianqi xitong yunxing

发电厂电气系统运行 (operation of electrical system in power plant) 发电厂电气系统是电厂生产工艺过程本身需要的动力源和产品（电力）的输出渠道，与电网具有直接的联系，在电厂占有极重要的位置。根据火电厂电气设备的分布，一般分为主系统（包括高压母线、输电线路间隔、发电机-变压器组等）和厂用电系统（包括高压厂用工作变压器和备用变压器、高低压厂用电母线及其出线等）两大部分。电气系统运行应具有：①正确和合理的一、二次运行方式；②准确和合理的继电保护及自动装置的整定配合。

新建电厂必须由建设单位在生产准备阶段向电网调度部门提供电厂主接线图及有关主设备的参数，由调度部门计算电厂主母线短路容量值并确定线路、主母线及主设备的系统定值。电厂则根据这些资料和厂内可能发生的各种电气运行方式，在厂用电受电之前，计算出厂内所有电气元件和高、低压系统各断路点的继电保护和自动装置整定值，提出整定方案并经电厂总工程师审核批准，交由基建单位完成现场的整定校验工作。除此之外，还要正确做到直流系统各级熔丝的整定配合。

电厂运行部门应根据电厂在电网内的特点和电厂主接线的具体情况，以及上级调度部门编制的调度规程，编制电气系统运行规程。其内容一般包括：运行方式、频率和电压的调整、事故处理的一般原则以及典型事故的处理预案、电气系统的倒闸操作等。

运行方式 包括：①电厂主系统和厂用电系统运行方式的基本原则；②继电保护整定配合的规定；③保证系统静态、动态稳定的现场规定；④输电线路重合闸的使用规定；⑤厂用电系统备用电源自合闸的使用规定；⑥过电压防护和雷季运行方式的规定等。

绘制和确定正常的和可能发生的各种特殊系统运行方式，充分考虑各种检修预案和故障预案。主接线运行方式一般应考虑以下原则：①电源点和线路应比较均衡地分布在不同的主母线上运行，在可能分列运行时，保证各段母线上都有电源和负荷，不致造成汽轮发电机甩负荷；②高压侧中性点接地的主变压器应保证各段母线上都接有一台，在可能分列运行时，保证运行系统不会变为中性点不接地的系统；③如果电厂有不同等级供电电压的母线，则两个电压母线之间的联络变压器应分接于正/副母线；④多台带有厂用电支接的非单元制发电机-变压器组，其高压侧应分接于不同的母线，以减少系统故障对厂用电的影响范围；⑤主接线的运行方式，无论是正常方式或是检修特殊方式，都应保证高压备用厂用变压器的电源容量能满足厂用电的自起动容量；⑥运行方式必须满足过电压防护的规定，执行调度所制定的雷季运行方式，计算和绘制过电压防护图，验证应具备的保护范围。

厂用电系统运行应严格执行厂用电自保的原则。“自保”是指本机组所用的厂用电必须由本机组供给，这就保证了当某台机组故障，影响的是本机组的厂用电，不致影响到其他机组的正常运行。这对于采用单元制的机组容易实现。对某些采用母管制的老电厂，应根据热力系统的布置，将锅炉、汽轮机、发电机的辅机电源按自保的原则进行合理布置。尤其是循环水泵、凝结水泵、发电机水冷泵、空冷泵等重要辅机电源都应由本机组支接的厂用电源供电，而且应与热力系统的运行方式相一致，例如本机组循环水应由本机组供电的循环水泵供水等。电气和热力系统之间要做到相互协调。

继电保护的准确整定和配合是保证迅速切除故障的同时，不发生越级跳闸、误动、拒动造成扩大事故，以及保证系统静稳定和动稳定的重要手段。其目的是保证无论在电网故障、厂内故障、母线故障、单个设备故障、公用系统故障、区外故障、设备内部故障以及在正常运行方式、检修特殊方式等各种情况下，都能使故障的波及范围减至最小，防止事故扩大，发展到严重的全厂停电事故。继电保护定值应视需要配合一次方式的变更做出临时调整。现场应对发电机的复式励磁、强行励磁、自动电压调整装置、线路的速断保护和重合闸装置、母线差动保护等的投用和停用做出明确规定。

特殊方式下，和制定的原则有抵触时，应有具体的特殊措施和事故处理方案。

频率和电压的调整 依据是调度所制定的调度规程、下达的出力曲线和电压调整曲线。

系统事故处理的基本原则 应强调按照调度指挥系统在调度员的指挥下进行，电厂当值值长为厂内事故处理的指挥者；首先应判明故障跳闸范围，向调度报告；同时优先设法恢复并保持厂用电的运行正常；尽快查明并解除对人身的威胁，查明故障性质并将故障设备立即隔离；规定典型事故下的处理方法，如频率、电压异常，系统振荡，主母线或厂用电母线故障的处理等。规程还应规定与调度通信中断情况下，电厂的正常操作行为以及发生事故时的处理原则。

电气系统的倒闸操作 厂内电气系统倒闸操作的特点包括：①在事故情况下可能发生两个及以上的不同期系统，如电厂通过线路与电网并列，就可按照系统之间的并列条件来执行，而厂内不同期系统的并列应达到发电机的并网要求；②厂用电系统内会由于电源切换的需要（如常用厂用电源和公用/备用电源之间的切换），发生短时间的合环和解环操作，不能完全按电网调度规程规定的条件执行，而应在相位、相序相同的前提下，调整合环点两侧电压差至最小，经同期鉴定实行合环，不使潮流过大。

fadianchang jidian baohu

发电厂继电保护 (relay protection for power plant) 对火力发电厂电气系统中发生的故障或异常情况进行检测，并发出报警信号，或直接将故障部分隔离、切除、停机

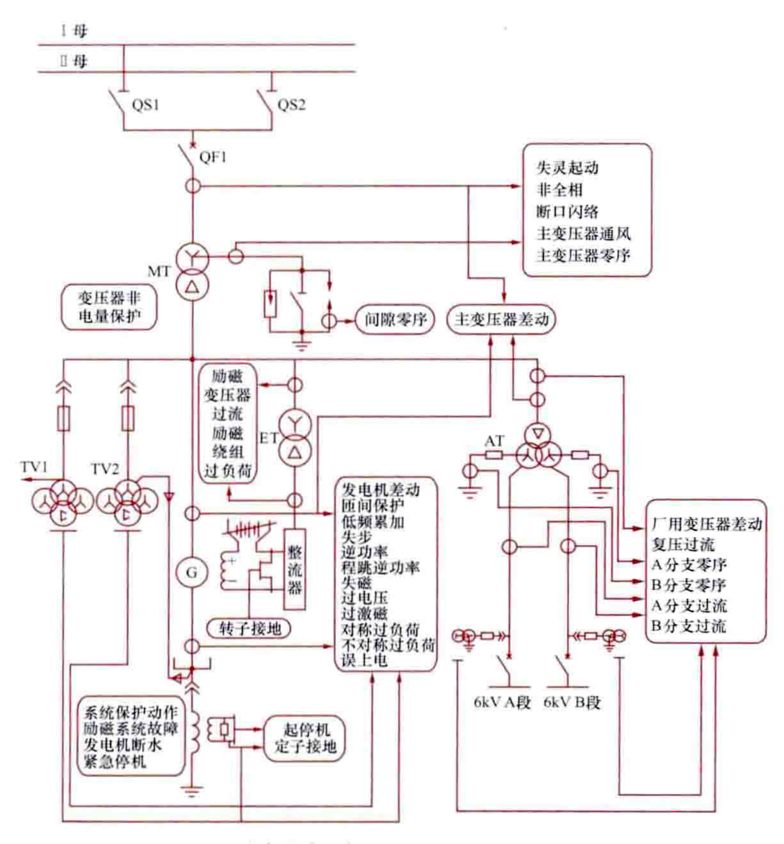
的装置及技术。

继电保护装置的型式经过电磁型（包括感应型）、分立晶体管型、整流型、集成电路型和微机型等几个发展阶段。因在其发展过程中曾主要采用有触点的继电器来保护电力系统及发电机、变压器、输电线路、母线等，所以沿称继电保护。当前，微机型保护装置已经得到广泛应用。

继电保护的作用，首先是在发出报警信号后，通过运行调整，降低机组出力或终止异常情况发展；继而是自动、迅速、有选择性地切除故障的设备或线路，终止故障发展，保证电力系统无故障部分的安全运行。继电保护应满足可靠性、选择性、灵敏性和速动性的要求。继电保护主要包括发电机-变压器组保护、起动/备用变压器保护、联络变压器保护、厂用电系统保护。

发电机-变压器组保护 在发电机-变压器组发生故障或异常运行时给有关断路器和自动装置发出指令，使发电机-变压器组与电力系统解列或使机组全停，或发出信号和报警的自动化技术和设施。为保障机组的安全和防止故障范围的扩大，通常将发电机、发电机主变压器、厂用高压变压器保护作为一个整体统一考虑。各类保护装置的配置取决于发电机的容量、型式、励磁方式、冷却方式、电厂电气主接线及保护装置的检测手段和构成方式。

单机容量100MW及以上发电机-变压器组除非电量保护外，按双重化原则配置微机保护，见图。每套保护均应设有完整的主、后备保护。主保护能以最快速度有选择性地切除被保护设备或故障的保护，后备保护则在主保护或断路器拒动时切除故障。100MW以下发电机组，保护可以简化，并可单套配置。可不装设过励磁保护、频率保护、失步保护、起停机、误上电等保护，逆功率、过电压保护根据工程情况选择配置。



大型发电机-变压器组继电保护配置图

发电机的故障和异常运行状态保护 包括定子绕组相间短路、定子绕组接地、定子绕组匝间短路、发电机外部相间短路、定子绕组过电压、定子绕组过负荷、转子表层（负序）过负荷、励磁绕组过负荷、励磁回路接地、励磁电流异常下降或消失、定子铁芯过励磁、发电机逆功率、频率异常、发电机失步、发电机突然加电压、发电机起停机过程故障、断路器闪络、其他故障和异常运行、静态励磁变压器保护。

（1）定子绕组相间短路。对于发电机定子绕组及其引出线的相间短路故障，1MW及以下发电机根据接线不同，在中性点侧装设过电流保护、低电压保护或机端侧装设电流速断保护；1MW以上机组配置纵联差动保护。采用比率制动、标积制动、变斜率比率制动或其他原理的发电机纵联差动作为主保护，保护动作于停机。

（2）定子绕组接地。与母线直接连接的小容量发电机可装设装于机端的零序电流保护；对于发电机-变压器组接线，100MW以下发电机，装设保护区不小于90%的定子接地保护；100MW及以上的发电机，装设保护区为100%的定子接地保护。保护为带时限动作于信号或停机。

（3）定子绕组匝间短路。对不同结构的发电机可装设电流横差保护、裂相横差保护、不完全纵差或专用TV的纵向零序电压式绕组匝间短路保护作为匝间短路保护。保护动作于停机。

（4）发电机外部相间短路。1MW及以下容量发电机装设过流保护；1MW以上的发电机，装设复合电压（包括负序电压及线电压）起动的过电流保护。当灵敏度不满足要求时，可增设负序过电流保护。自并励（无串联变压器）发电机，采用带电流记忆（保持）的低压过电流保护。该保护也同时作为发电机相间短路主保护的后备保护。保护以较短的时限动作于缩小故障影响的范围或动作于解列，以较长的时限动作于停机。

（5）定子绕组过电压。对于100MW及以上的发电机，装设过电压保护。保护动作后，经延时动作于解列灭磁或程序跳闸。

（6）定子绕组过负荷。对过负荷引起的发电机定子绕组过电流，装设过负荷保护。过负荷保护由定时限或定时限和反时限两部分组成。定时限过负荷经过延时作用于信号，有条件时，动作于自动减负荷。反时限过负荷作用于停机。

（7）转子表层（负序）过负荷。保护针对发电机的不对称过负荷、非全相运行以及外部不对称故障。装设定时限负序过负荷保护，保护带时限动作于信号或由定时限和反时限两部分组成的不对称过负荷保护。

（8）励磁绕组过负荷。对励磁系统故障或强励时间过长的励磁绕组过负荷，100MW及以上采用半导体励磁的发电机，装设励磁绕组过负荷保护。300MW以下采用半导体励磁的发电机，可装设定时限励磁绕组过负荷保护，保护带时限动作

于信号和降低励磁电流。300MW及以上的发电机其励磁绕组过负荷保护可由定时限和反时限两部分组成。定时限部分带时限动作于信号和降低励磁电流，反时限部分动作于解列灭磁或程序跳闸。

（9）励磁回路接地。对1MW及以下和旋转励磁发电机的转子一点接地故障，可装设定期检测装置。1MW及以上的发电机装设转子一点接地保护装置。可动作于信号或程序跳闸。

（10）励磁电流异常下降或消失。对励磁电流异常下降或完全消失的失磁故障，装设失磁保护。不允许失磁运行的发电机及失磁对电力系统有重大影响的发电机应装设专用的失磁保护。失磁保护常由阻抗元件、母线低电压元件和闭锁（起动）元件组成。母线低电压元件用于监视母线电压保障系统安全。闭锁元件用于防止保护装置在外部短路系统振荡及电压回路断线等其他异常运行方式下误动作。

失磁保护瞬时或短延时动作于信号，有条件的机组可进行励磁切换。失磁后系统母线电压低于系统允许值时，带时限动作于解列。当发电机出口电压低于保证厂用电稳定运行要求的电压时，带时限动作于解列，并切换厂用电源。有条件的机组失磁保护也可经过功率元件动作于自动减出力。失磁运行时间接近于发电机失磁允许运行极限时，可动作于程序跳闸。

（11）定子铁芯过励磁。300MW及以上发电机，装设过励磁保护。

（12）发电机逆功率。200MW及以上的发电机，装设程序跳闸逆功率保护。在确认主汽阀关闭后，经短延时而保护平稳停机。保护装置由灵敏的功率继电器构成，带时限动作于信号，经汽轮机允许的逆功率时间延时动作于解列。

（13）频率异常。在异常频率运行时，产生机械振动，汽轮机叶片损伤严重而造成危害。对低于额定频率带负载运行的300MW及以上汽轮发电机，装设低频率保护。保护动作于信号，并有累计时间显示。对高于额定频率带负载运行的100MW及以上汽轮发电机，设高频率保护。保护动作于解列灭磁或程序跳闸。

（14）发电机失步。300MW及以上发电机装设失步保护。保护反应发电机机端测量阻抗的变化轨迹，采用双遮挡器特性和三元件特性原理的失步保护。振荡中心在区外时，失步保护动作于信号；当振荡中心在发电机-变压器组内部，失步运行时间超过整定值或电流振荡次数超过规定值时，保护还应动作于解列。

（15）发电机突然加电压。在停机或盘车期间，如断路器突然合闸，造成发电机变异步电动机运行或使其加速。因此，300MW及以上大机组需装设有突然加电压保护（或称误上电）。突加电压保护采用过流判据及低电压等判据判断故障。保护动作于解列灭磁或停机。

（16）发电机起停机过程故障。对低转速可能加励磁的发电机，如果其他保护不能在低频时，发生故障情况下可靠动作，需装设该保护，并在主变压器高压侧断路器合闸后退出。保护动作于跳灭磁开关及副励磁开关。

（17）断路器闪络。接入330kV及以上电压等级的发电机-变压器组，在未并列前，当断路器两侧电动势的相角差为180°时，可能有两倍上下的运行电压加在断口上，有时会发生断口一相或两相闪络，从而产生负序电流，使发电机转子表层过热，对发电机造成损坏。保护第一时限动作于解列灭磁，失效时第二时限起动断路器失灵保护。

（18）其他故障和异常运行。包括：水内冷发电机组还配置发电机断水保护；能够送出励磁系统故障信号的励磁系统，保护根据励磁系统故障信号发信并动作于程序跳闸或停机；电压互感器断线闭锁继电器用来探测电压互感器或电压互感器的熔断器故障。当发生故障时，继电器就动作于信号，并且闭锁相关保护；电流互感器断线闭锁，检测电流互感器回路断线后动作于信号，电流回路断线不闭锁差动保护跳闸。

（19）静态励磁变压器保护。配置励磁变速断流、过流、励磁绕组过负荷等保护及励磁变温度等。保护动作于停机、减励磁、信号等输出。

变压器的故障和异常运行状态保护　根据变压器容量、电压等级、绕组数量、接线方式、接地方式以及变压器容量增加所带来的结构特点配置不同的保护。

（1）发电机主变压器。一般为双绕组变压器，通常配置如下保护：①保护相间故障及接地故障的差动保护，保护动作于停机。②中性点零序过流保护用于接地短路后备保护。当主变压器为110、220kV时，零序过流保护可由两段组成，每段保护设两个时限，以较短时限动作于缩小故障范围，以较长时限动作于停机；当主变压器为330kV及以上电压时，零序设两段，每段只带一个时限，一段动作于跳变压器高压侧断路器，二段动作于停机。③主变压器中性点间隙接地时，还配置零序过电流、过电压保护，保护经延时动作于解列灭磁。④非电量保护。变压器油面降低、变压器油温高、变压器绕组温度高、轻瓦斯保护，重瓦斯保护、压力释放阀动作、冷却系统故障。

对于外部相间短路后备保护、过负荷、过励磁等保护发电机-变压器组接线时可与发电机保护合用。

（2）厂用高压工作变压器。电源由发电机出口或主变压器低压侧引接，通常为分裂绕组变压器或双绕组变压器。大容量发电机厂用高压工作变压器一般配置如下保护：①差动保护，保护动作于停机。②外部相间短路所引起的变压器过电流保护，为保证保护的灵敏性，配置高压侧复合电压过流保护，保护带时限动作于停机。③变压器低压侧分支配置过电流保护，当灵敏度不满足要求时，配置复合电压闭锁分支过流保护，保护动作于跳本侧断路器，并且闭锁快切装置。④当低压侧为小电阻接地时，配置低压侧接地零序电流保护，第一时限动作于跳各自厂用分支断路器，并且闭锁快切，第二时限动作于停机出口；当低压侧为非有效接地系统时，配置零序电压绝缘监测，动作于信号。⑤瓦斯、油温、绕组温度等非电量保护。

起动/备用变压器保护　起动/备用变压器的电源由升压站或电力网引接，通常为分裂绕组或双绕组变压器。其保护与厂用高压工作变压器保护类似，一般配置如下保护：①差动保护，动作于跳开各侧断路器。②高压侧中性点零序过流保护，保护动作于缩小故障范围及跳开各侧断路器。③高压侧带间隙接地时配置间隙零序过电流、零序过电压保护；高压侧复合电压过电流保护带时限动作于跳各侧断路器，复合电压分支过流保护动作于跳低压侧分支断路器。④低压侧接地故障保护配置零序过电流保护或零序电压绝缘监测。⑤瓦

斯等非电量保护。

联络变压器保护 连接两种电压等级母线的联络变压器通常双侧有电源，可为双绕组、三绕组或自耦变压器。一般配置如下保护：①差动保护，保护相间故障及接地故障。对大容量自耦变压器可增设电流分相差动保护，保护动作于跳各侧断路器。②反应外部相间短路的后备过电流保护，保护可带方向，方向指向各侧母线，但断开变压器各侧断路器的后备保护不带方向。③对接地故障引起的变压器过电流，装设零序过电流保护；对自耦变压器和高中压均直接接地的三绕组变压器，为满足选择性要求，可增设零序方向元件，方向宜指向各侧母线。当零序过电流灵敏度不满足要求时，也可装设零序电流差动保护。④对可能发生的过负荷情况，变压器各侧装设过负荷保护，对于自耦变压器还配置公共绕组过负荷保护。⑤高压侧为330kV及以上的变压器，装设过励磁保护。⑥配置瓦斯、油温、绕组温度等非电量保护。

厂用电系统保护 为保护厂用电系统和设备安全所配置的在可靠性、快速性、选择性和灵敏性方面符合要求的保护装置。厂用电系统关系到机炉乃至电力系统的安全运行，当厂用电系统和设备发生故障或异常时，应尽快断开有关断路器，或及时报警，供运行人员判断和处理。一般配置高压厂用电动机、低压厂用变压器、低压厂用电动机、高压厂用电系统的单相接地保护和其他保护。

（1）高压厂用电动机的保护包括：①为保护电动机绕组内或引出线上的相间短路故障，配置电流速断和过电流保护。②2MW及以上或电流速断保护灵敏度不符合要求时，装设纵联差动保护。③对生产过程易发生过负荷的电动机，以及起动或自起动困难、起动时间过长的电动机装设过负荷保护。④对重要电动机，装设带9～10s时限的低电压保护。⑤对Ⅱ、Ⅲ类电动机，为保证Ⅰ类电动机自起动，装设0.5s时限的低电压保护。

（2）低压厂用变压器的保护包括：①为保护变压器绕组内部或引线上的相间短路故障，装设电流速断保护和过流保护。②2MVA及以上或电流速断保护灵敏度不符合要求时，装设纵联差动保护。③对于低压侧直接接地系统的变压器，可利用高压侧过流保护兼做低压侧的单相短路保护，或配置变压器中性点零序过电流保护进行低压侧单相短路保护；对于高电阻接地的低压厂用电系统，单相接地保护配置接地检测装置。④对于干式变压器，还需配置变压器温度过高保护。

（3）低压厂用电动机的保护包括：①为保护电动机绕组内或引出线上的相间短路故障，可配置熔断器或断路器的脱扣器作为相间短路保护。②中性点直接接地的低压厂用电系统，100kW以上电动机及55kW及以上电动机相间短路保护不能满足单相接地保护灵敏度的，需装设单相接地短路保护。③易过负荷的电动机配置过负荷保护，可由热继电器、断路器过载长延时脱扣器或电流继电器保护实现。

（4）高压厂用电系统的单相接地保护，当系统为不接地或高电阻接地方式时，装设接地检查装置，一般由装于母线电压互感器开口三角侧或变压器中性点设备中辅助电压互感器二次侧的电压继电器构成，动作后发出报警信号。当系统的单相接地电流能满足接地故障检测装置灵敏性的要求时，则在厂用母线的馈线回路装设有选择性接地故障保护装置。当系统的单相接地电流在10A及以上时，厂用电动机回路的单相接地保护应瞬时动作于跳闸。当系统的单相接地电流在15A及以上时，其他馈线回路的单相接地保护也应动作于跳闸。对于低电阻接地系统，接地后接地保护动作于跳闸。接地保护利用电流互感器构成的零序电流回路或采用专用零序电流互感器实现，保护动作于跳闸及事故报警信号。

（5）其他保护，对容量较大的电动机还装设温度监视和机械故障检测装置，发现电动机发生异常时及时报警或使断路器跳闸。

在中国有少数电厂装设厂用母线不完全差动保护，以提高灵敏性和快速性，一般电厂则由装在厂用电源分支上的电流保护来反映母线故障。

高压厂用电系统保护通常采用带有测量、保护、通信等多功能的微机型综合保护装置，因体积较小，可安装在就地开关柜上。

fadian gongcheng caiwu pingjia

发电工程财务评价 (power project financial assessment) 在国家现行财税制度和价格体系的前提下，从发电工程项目的角度出发，计算项目范围内的财务效益和费用，分析项目的盈利能力和清偿能力，评价项目在财务上的可行性。

财务评价使用财务价格，即以现行价格体系为基础的预测价格。由于运营期较长，在前期研究阶段对未来的物价上涨水平较难预测，预测结果的可靠性也难以保证，因此一般只预测到经营期初价格。运营期各年采用同一不变价格，但需就可能的物价总水平变动因素对发电工程赢利能力和清偿能力的影响进行敏感性分析。

财务评价过程中，除投资估算必须量准价实外，还要求收入、成本等其他重要边界条件数据符合实际。主要收入参数包括上网电量及上网电价；主要成本参数包括资金条件和煤价。

财务评价指标体系是分析发电工程财务能力和清偿能力的指标体系。

财务能力指标体系包括融资前、后的动态分析指标以及静态分析指标。融资前动态分析指标包括投资财务内部收益率、投资财务净现值、投资回收期（动态）；融资后动态分析指标包括资本金财务内部收益率、投资各方财务内部收益率；静态分析指标包括总投资收益率、资本金净利润率、投资回收期（静态）。清偿能力指标体系包括偿债备付率、资产负债率、流动比率、速动比率。

fadian gongcheng guomin jingji pingjia

发电工程国民经济评价 (power project national economic assessment) 从国家经济整体利益的角度出发，计算发电工程项目对国民经济的贡献，分析项目的经济效率、效果和对社会的影响。

国民经济评价是项目经济评价的重要组成部分。在现行投资体制下，国家对项目的审批和核准重点放在项目的外部效果、公共性方面，国民经济评价强调从资源配置经济效率的角度分析项目的外部效果，判断发电工程的经济合理性，是政府审批或核准项目的重要依据。

进行国民经济评价时，投入物和产出物应使用影子价

格。影子价格是能够反映社会劳动消耗、资源稀缺程度、市场供求状况的价格，是货物真实价值的度量。在不影响评价结论的前提下，也可只对其价值在费用或效益中所占比重较大的部分采用影子价格，其余采用财务价格。

fadian gongcheng zaojia

发电工程造价 (power project capital cost) 发电工程从前期工作开始，到投产发电的全部工程费用，包括发电工程静态投资和发电工程动态投资。

发电工程静态投资由建筑工程费、设备购置费、安装工程费、其他费用和基本预备费组成，反映的是某一时间点的静态投资价格水平。2011 年价格水平的国内发电工程静态投资参考单位造价为：2×300MW 亚临界供热机组新建 4430 元/kW，扩建 3730 元/kW；2×600MW 超临界机组新建 3622 元/kW，扩建 3116 元/kW；2×1000MW 超超临界机组（滨海厂址）新建 3658 元/kW，扩建 3429 元/kW；2×1000MW 超超临界机组（内陆厂址）新建 3497 元/kW。

发电工程动态投资由发电工程静态投资、价差预备费和建设期贷款利息组成。其中价差预备费是指项目在建设期间由于价格等变化引起工程造价变化的预测预留费用；建设期贷款利息是指筹措债务资金时在建设期内发生并按照规定允许计入固定资产原值的利息。2011 年价格水平的国内发电工程动态投资参考单位造价为：2×300MW 亚临界供热机组新建 4613 元/kW，扩建 3925 元/kW；2×600MW 超临界机组新建 3825 元/kW，扩建 3266 元/kW；2×1000MW 超超临界机组（滨海厂址）新建 3930 元/kW，扩建 3655 元/kW；2×1000MW 超超临界机组（内陆厂址）新建 3742 元/kW。

fadian gongsi jiankong xinxi xitong

发电公司监控信息系统 (supervisory information system for company level) 通过建立发电公司生产过程实时和历史数据库平台，为全公司生产过程提供综合优化服务的实时管理和监控的信息系统。发电公司监控信息系统根据公司对实时数据的实际需求，制定公司本部生产实时数据采集的标准，实现公司范围内数据采集内容、标签编码、应用功能的规范化；完成所属单位（电厂）生产实时数据的统一采集、传输、存储、计算、分析与展现，有效提升发电公司对主营业务的集中管理和控制水平。系统由公司级的生产数据平台、应用功能软件模块组成。

系统平台　由公司级监控网络、过程管理/分析功能站和客户机、系统软件、接口等组成。

(1) 系统网络架构和配置满足局域网标准（IEEE 802. x）和通信协议标准（TCP/IP），系统一般设计成独立的网络，信息流为单向设计，只允许电厂向系统发送数据，系统时钟通过全球定位系统（GPS）进行同步。

(2) 功能站是完成系统应用和管理功能的计算机或服务器，包括数据库、应用软件、系统备份、防病毒、维护管理、大屏控制、Web 发布的计算机或服务器，系统内用于浏览的计算机称为客户机。实时/历史数据库服务器应配置企业级数据库服务器，可采用容错或冗余配置，并支持多服务器结构或网络服务器结构。

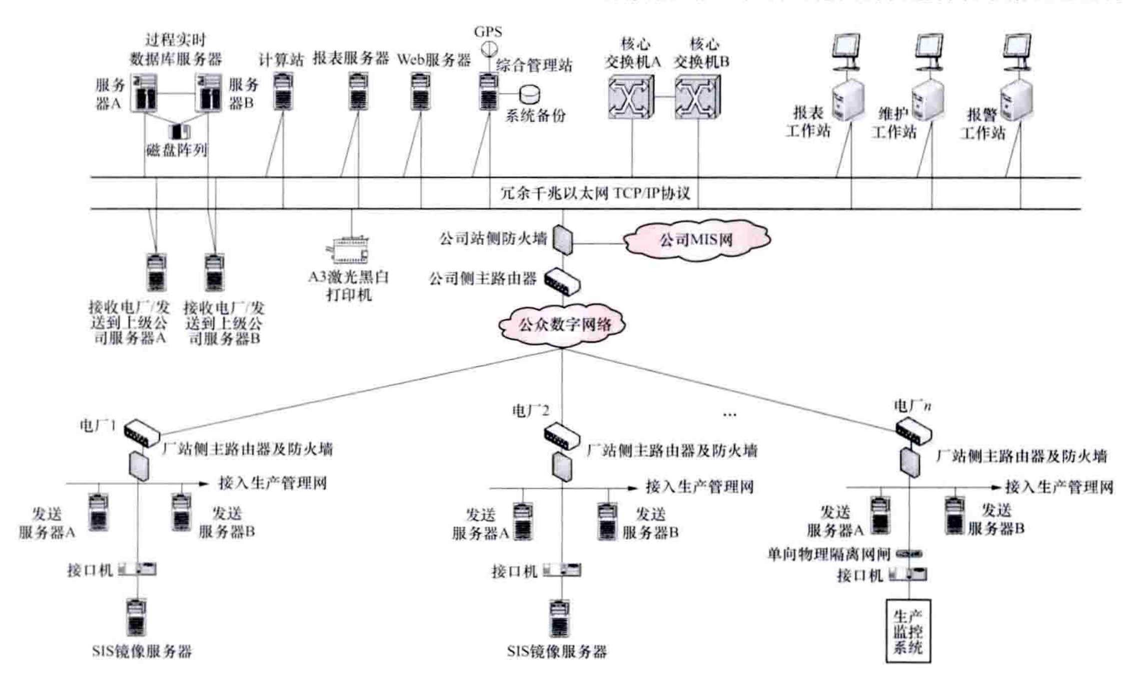
(3) 功能站和客户机的操作系统一般为 Windows（专业版、标准或企业版）及 Unix 系统等。

(4) 实时/历史数据库采用开放式体系结构和分布式系统设计，支持数据库数据文件的备份、恢复功能。提供数据压缩方法，提供计算引擎或计算接口，支持基于角色的用户权限管理，支持标准的客户/服务器（Client/Server，C/S）结构和浏览器/服务器（Browser/Server，B/S）结构，提供规范的函数调用接口，内嵌 VBA 等脚本编程语言，具备基本客户端软件，数据备份软件支持数据库群集应用方式。

(5) 数据采集接口分厂站侧和公司侧。对于建设有厂级监控信息系统（SIS）的电厂，数据从 SIS 读取；对于没有建设 SIS 的电厂，数据从控制系统直接读取，接口应符合相关的安全防护要求。

系统网络结构和基本构成见图。

系统功能　主要有：①主要生产数据的自动采集、远程发送、长期存储功能。在公司范围内快速自动采集机组运行



发电公司监控信息系统网络示意图

实时数据，并根据管理需求将实时数据按照主题域进行预分类，如生产、安全、环保、经营、其他非电指标等，这些参数主要来自于厂级监控信息系统或机组控制系统等系统。②机组主要运行参数的历史查询、监视、分析、统计。主画面主要显示公司和所属电厂实时总负荷、电厂及机组目录、机组实时状态、计划负荷、实时和计划负荷偏差、检修容量、备用容量、非停容量、负荷率、按投资主体划分的各群组实时负荷；公司级监控画面至少包括公司生产监控总图、公司级和各厂性能计算数据及各火电机组（可按容量等级、参数等级、制造厂家、产权归属等进行分类）耗差分析、性能比较、节能调度排序、脱硫环保、电厂地理位置分布、生产报表浏览、公司生产管理及电厂SIS链接、通信及数据刷新状态等内容。③机组运行主要性能参数和关键指标的计算、分析、统计。对电厂、机组、锅炉、汽轮机和辅机各种层面的主要运行指标进行在线计算和分析。④各级主要运行参数及性能指标分析和对比。通过进行公司级、电厂级、机组级数据的对比，对机组、锅炉、汽轮机、脱硫装置（按不同工艺原理进行可靠性和性能比较）和主要辅机的基本运行状况评价，并实时了解全公司的发电态势和污染物排放状况。⑤重要运行信息自动监视和报警。⑥自动生成定制报表。⑦基于开放型平台的其他应用功能。如机组的对标管理、可靠性管理、实测煤耗曲线生成、信息的移动发布等。

fadianji baohu

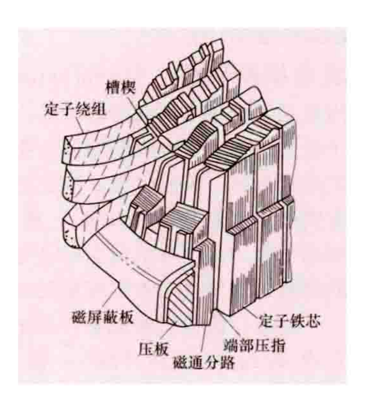
发电机保护 （generator protection） 见发电厂继电保护。

fadianji dianci pingbi

发电机电磁屏蔽 （electric shield and magnetic shield of generator） 利用导电材料或铁磁材料制成的部件对大容量汽轮发电机定子铁芯端部进行屏蔽，以降低由定子绕组端部漏磁所引起的附加损耗与局部发热的措施。电磁屏蔽可分为电屏蔽和磁屏蔽两种。随着单机容量的不断增大，汽轮发电机定子绕组端部在定子铁芯端部的漏磁通也相应增加。此磁通在端部的金属构件和铁芯端部，特别是铁芯内圆以及靠近绕组端部的一两段铁芯的齿根处，产生附加损耗，导致局部发热。因此除了端部结构件采用无磁性材料制成外，还在铁芯端部采用电屏蔽和（或）磁屏蔽以降低附加损耗。中国600MW及以下容量发电机通常选用电屏蔽和磁屏蔽两种措施中的一种措施，而600MW以上容量发电机则两种方式并用。

电屏蔽（板） 也称磁屏蔽板。为减少漏磁通在铁芯两端非磁性压板和铁芯轭部引起的涡流损耗，在压板表面用良导电材料（铜或铝）制成的磁屏蔽板进行覆盖，使定子绕组端部的漏磁通被磁屏蔽板中感应的涡流所产生的磁通削弱，并且使一部分漏磁通改变路径。但由于磁屏蔽板上涡流所产生的反作用磁场，使漏磁通集中在屏蔽板的内圆区域，如不同时采取磁分路措施，则该区域内的损耗及发热情况将有所恶化。

磁屏蔽 也称磁分路。在铁芯外侧和铁芯压板之间设有阶梯形式的锥形叠片铁芯，以吸收漏磁通，避免漏磁通过分集中于铁芯齿部或压圈及磁屏蔽板内圆，这种叠片铁芯称为磁分路。采用磁分路时，铁芯端区附近的漏磁通总量是会增加的，因此应正确设计磁分路的锥度和轴向尺寸。



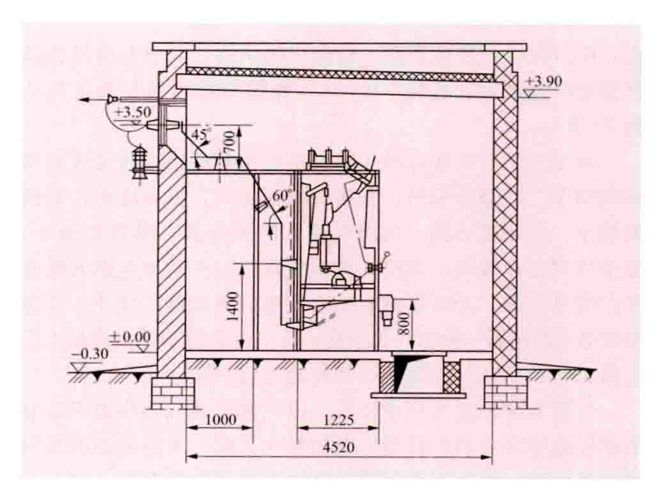
电磁屏蔽在发电机定子铁芯端部的布置

电磁屏蔽在发电机定子铁芯端部的布置如图所示。

fadianji dianya peidian zhuangzhi

发电机电压配电装置 （generator voltage switchgear installation） 以发电机电压对外供电的配电装置。发电机电压为6.3kV或10.5kV，可在单机容量为50MW或以下的火电厂或工业企业自备热电站中应用，向附近企业或车间供电。

发电机电压配电装置的电气设备通常为屋内型配电装置，设备为装配式或采用成套开关柜。主要特点为出线回路数多，短路电流大。机组容量在25MW及以上时，一般采用双母线接线，可按照连接机组台数分段。为限制短路电流，首先装设母线分段电抗器，如还不足以限制短路电流，则在出线回路装设电抗器。由于出线回路数一般都较多，也可采用1个间隔装1个断路器和1个电抗器带2组出线隔离开关，向两个不同用户供电。双母线出线带电抗器的配电装置一般采用两层布置。单机容量为12MW及以下的小型电厂，一般采用单母线或单母线分段接线的成套开关柜（见图）。成套开关柜可为固定式或手车式。



发电机电压配电装置断面图（单位：mm）

当前的成套开关柜通常装设真空断路器或SF_6断路器，其额定电流为630～4000A。开断短路电流为16～31.5kA，可应用在单机容量小的电厂；开断电流为40～50kA，可应用在大型热电厂中。

fadianji duanluqi

发电机断路器

(generator circuit breaker) 直接连接在发电机主回路的断路器。发电机断路器被广泛地应用于发电厂中。发电机断路器主要技术参数包括额定电压、额定绝缘水平、额定电流、额定短路开断电流（交流对称分量有效值和直流分量百分数）、额定短路关合电流、额定短时耐受电流、额定峰值耐受电流等。发电机主回路设置发电机断路器的电气接线方案可参见火电厂电气主接线。

制造厂能提供的成熟产品的额定电压为12～36kV，额定电流最大已达50kA，额定对称短路开断电流为50～275kA。

分类 按结构不同，发电机断路器可分立式和卧式两种；按灭弧介质不同，发电机断路器可分为压缩空气型、真空型和六氟化硫（SF_6）型等。其中，真空断路器和六氟化硫断路器应用较广。

压缩空气型发电机断路器 以压缩空气作为断口绝缘和灭弧介质的断路器。每相断路器由一个主灭弧室和一个带并联电阻的辅助灭弧室组成，当主灭弧室动触头分开后，电流通过并联电阻由辅助灭弧室切断。当压缩空气型发电机断路器作为负荷开关使用仅需切断额定电流而不切断短路电流时，可取消并联电阻及辅助灭弧室（见图1）。压缩空气型发电机断路器一般为卧式结构，开断能力强，体积庞大，噪声大，可靠性较差，运行中的压缩空气型发电机断路器额定电流最大已达到50 000A，额定对称短路开断电流达到275kA。

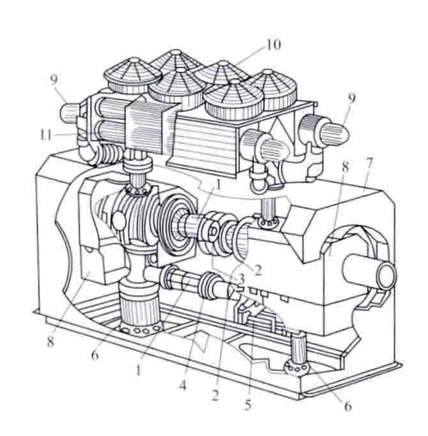


图1 压缩空气型发电机断路器
1—动触头；2—静触头；3—主灭弧室；4—辅助灭弧室；5—并联低值电阻；6—支持绝缘子；7—外罩；8—消声器；9—内通风机；10—风扇；11—散热器

真空型发电机断路器 以真空作为断口绝缘和灭弧介质的断路器。断路器采用开斜槽纵磁场触头，弧压降小，电弧能量小，熄弧能力强，短路电流开断能力强，操作功率小，触头使用寿命较长，适用于频繁操作，但开断小电感电流时常产生过电压，开断短路电流的直流分量的能力较小。真空型发电机断路器一般为立式结构，真空断路器额定电流最大已达到6300A，额定对称短路开断电流达到63kA。

六氟化硫型发电机断路器 以六氟化硫气体作为灭弧介质兼作绝缘介质的断路器，利用纵吹灭弧，不需辅助灭弧室和并联电阻，由于灭弧触头分开时有电弧电阻存在，这有利于短路电流直流分量的衰减，使电流过零时开断（见图2）。六氟化硫断路器通流能力和开断能力强，断口电压高，电寿命较强，可用于1000MW级机组，额定电流最大达到28 000 A，额定对称短路开断电流达到225kA。

特点 发电机断路器具有以下特点：①从系统电源提供或从发电机电源提供短路电流时，其直流分量是不同的。前者的不对称度为75%以下，后者可为110%。因此其相应的对称开断电流是不同的。②从不同电源提供短路电流时，其预期瞬态恢复电压上升率是不同的。从系统提供短路电流时，按变压器的容量不同，其预期瞬态恢复电压上升率为3.5～6.0kV/μs；由发电机提供短路电流时，按发电机容量不同，其预期瞬态恢复电压上升率为1.6～2.2kV/μs。③失步开断能力基于额定电压时90°时失步角，能开断50%额定对称短路开断电流。有的制造厂的产品可提供发电机断路器180°反相开断能力。④机械寿命和电寿命较高。六氟化硫断路器机械操作次数达到10 000～20 000次，额定电流开断500～850次，额定短路电流开断5次以上；真空断路器能关合操作10 000次且免维护，额定电流开断10 000次，额定短路电流开断20次以上。

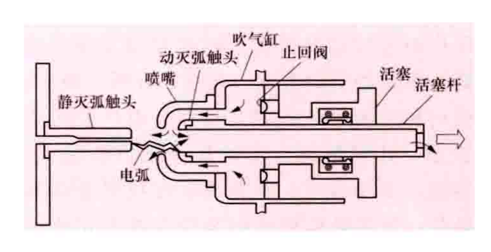


图2 SF_6发电机断路器灭弧原理图

fadianji huhuan yonggang

发电机护环用钢

(steel for generator retaining ring)

发电机转子护环用来箍紧转子本体两端的绕组线圈，不使绕组线圈因高速旋转时由于离心力而移动。护环也称为套箍。护环为锻件，所用钢要求有高的强度，良好的塑性和最小的残余应力，并具有低的导磁率，以防止端部因漏磁造成损耗与运转中产生涡流。故护环用钢应选用高强度奥氏体钢。为提高奥氏体钢的强度，护环锻件以固溶处理后进行半热变形或冷加工强化和沉淀强化等工艺。成形后锻件需经消除应力退火，以减少残余应力。护环一般采用电炉加电渣重熔以提高锻件的冶金质量。

200MW及以下的发电机护环最常用的为18-4型钢（40Mn18Cr4、40Mn18Cr4V、50Mn18Cr5、50Mn18Cr5N、50Mn18Cr4WN等）。40Mn18Cr4、40Mn18Cr4V由于强度较低主要用于小功率机组，50Mn18Cr4WN具有高的强度、塑性韧性及导磁率，但长期使用易产生应力腐蚀而导致护环破坏甚至飞裂。

300～1000MW机组发电机护环用18-18型的1Mn18Cr18N（含有18%Mn、18%Cr和≥0.45%N），加入一定量的氮来代替碳，使钢具有无磁、强度高、韧性好等优点，高的铬含量增强了钢的抗应力腐蚀性能。

fadianji tiexin yonggang

发电机铁芯用钢

(steel for generator stator core)

发电机定子中形成主磁通路的铁芯是一种软磁材料，通常以碳含量低于0.09%、硅含量为2.0%～4.8%的硅钢轧制成薄片并经热处理使用。电机工业中通常使用的硅钢片厚度为0.35mm和0.50mm。为减少涡流损失，在铁芯每一片扇形硅钢片上，都涂有一层薄的绝缘漆。铁芯用钢应具有高的磁感应强度，低铁损，冲切性能好。对制成的硅钢片还要求表面平整、厚度均匀、叠装系数大、漆膜的

黏着性和抗老化性好。

交流发电机铁芯使用三种硅钢片，即热轧、冷轧无取向和冷轧单取向硅钢片。热轧硅钢片为一次快速热轧和氢气保护下成垛退火方法制造；冷轧无取向硅钢片以钢坯或连铸坯先热轧后冷轧成形，其磁性性能、表面质量、填充系数和冲切性能等均优于热轧硅钢片；冷轧单取向硅钢片则有高晶粒取向，(110) 晶面的 [001] 方向，以使其铁损等磁性性能更好。冷轧电工用钢有普通级和高磁导率级，交流发电机铁芯使用高磁导率级。中国高磁导率级取向硅钢片的牌号表示为 23QG095、30QG105 等，23、30 为板的公称厚度（mm）的 100 倍，095、105 为 50Hz 下最大比损耗的 100 倍，QG 表示高磁导率级取向电工钢；无取向冷轧电工钢的牌号表示为 35W250、65W700 等，W 表示冷轧无取向硅钢片，W 前后的数字与高磁导率级取向硅钢片牌号中数字的意义相同。如 DR 表示热轧硅钢片；而 Q 表示冷轧单取向硅钢片。一般发电机通常采用热轧硅钢片。中国的容量为 100MW 以上的大型发电机采用板厚为 0.35mm、含硅量为 3.0% 的冷轧硅钢片以减少铁损。关于取向问题，通常认为如轭部磁通顺硅钢片轧制方向则铁损最小，但实际上如就铁损和刚度全面考虑，尚有不同的看法和实践。

fadianji xiaolü

发电机效率

(efficiency of generator) 发电机有功输出功率与有功输入功率的比值，以百分率表示。不特别注明时，发电机效率系指额定工况时的数值。由于有不可避免的损耗，发电机的输出功率总是小于输入功率。一般小容量同步发电机的效率为 85%～92%；大、中容量同步发电机的效率为95%～99%或以上。发电机运行时，存在铜、铁、杂散负载及摩擦和通风等多种损耗。

铜损耗　包括定子绕组和励磁绕组的电阻损耗。

铁损耗　由下列部分组成：①在定子轭部和齿部由正弦交变主磁通引起的磁滞及涡流损耗；②由于定子槽和转子槽位置相对变化引起齿部磁通脉振而产生的脉振损耗；③由于定子槽和转子槽引起的气隙磁通脉动而分别在转子和定子表面产生的损耗。

杂散负载损耗　是发电机在负载状态下产生的附加铜损耗和铁损耗，包括：①杂散铜损耗，由槽漏磁引起定子绕组导体中电流集肤现象而增加的铜损耗和因绕组中互相并联的各股线处于槽漏磁场的不同位置所产生循环电流而增加的定子绕组杂散铜损耗；②杂散铁损耗，包括由定子和转子磁动势的高次谐波和齿谐波分别在转子和定子表面产生的磁滞涡流损耗和由于定子线圈端部漏磁场在周围金属构件中产生的磁滞涡流损耗，对凸极电机还包括合成气隙磁通中较大的三次谐波分量所产生的定子齿部脉振损耗。

摩擦和通风损耗　包括：①轴承摩擦损耗；②集电环摩擦损耗；③风扇损耗及通风系统损耗；④转子表面通风摩擦损耗。

计算效率时，输出功率等于输入功率减去以上各项损耗的总和。

大型汽轮发电机降低损耗、提高效率的措施主要有：①定子绕组采用多股绝缘导线，并且在槽部和端部进行换位，以减少涡流损耗和由于线股处于漏磁场的不同位置而引起的线股间的环流损耗；②定子绕组端部采用非铁磁性部件予以固定，定子铁芯端部采用磁屏蔽环和磁分路以减少端部绕组漏磁通引起的附加损耗；③采用水和氢气冷却，并采用合理的转子冷却通风方式，以提高冷却效率和减少通风损耗。

fadianji yinchuxian buzhi

发电机引出线布置

(arrangement of generator leads) 发电机引出母线及出口回路设备的布置。相关设备包括断路器或负荷开关、隔离开关、电流互感器、电压互感器、避雷器和发电机中性点设备等。为了连接和运行方便，一般集中布置在汽机房运转层以下的发电机基座与汽机房外侧墙之间。根据发电机的型式、容量、机组的布置形式（纵向或横向布置）及相关设备情况，出线间可分单层或双层布置，或分为两个小间布置，分别设在发电机基座端部及对应的主厂房外排柱侧，以母线桥相连接。该区域通常还布置发电机励磁回路的整流柜、励磁灭磁屏或励磁变压器等设备及交、直流励磁共箱母线等。

大、中容量发电机出线布置　200MW 及以上容量机组，发电机引出线一般采用离相封闭母线，发电机中性点及出口套管式电流互感器安装在与封闭母线相连的扩线箱内；100～150MW 等级容量机组，引出线在基座区域内可采用裸母排，基座外采用离相封闭母线，中性点及出口电流互感器安装在离相封闭母线内。中性点设备（消弧线圈或接地变压器、接地电阻等）均安装在封闭的金属柜内。与封闭母线配套的发电机出口回路电压互感器、避雷器、电容器等安装在分相封闭的抽屉式金属柜内。如有断路器或负荷开关、隔离开关，采用封闭式结构；设备带电部分封闭在接地的金属外壳内，为严防触电。

中、小容量发电机出线布置　主要有直接连接电压配电装置和与变压器组成单元接线的两种发电机出线布置方式。

(1) 直接连接电压配电装置的发电机出线布置：发电机直接与发电机电压配电装置母线连接时，出口断路器装在发电机电压配电装置和厂用分支回路上。设备比较少，一般只在机端设一个两层封闭小间，上层布置引出母线、电流互感器及隔离开关等，底层布置电压互感器及励磁回路设备等。该接线形式的小容量机组多为轻小型设备或采用开关柜形式，可以仅在机端设置一个单层的封闭小间布置。

(2) 与变压器组成单元接线的发电机出线布置：与升压变压器接成单元的中、小容量发电机一般设有出线间，安装发电机出口断路器、厂用分支回路的断路器、隔离开关、电流互感器和电抗器等设备。设备较多，需要面积较大，布置也比较复杂。除在机端处设一个两层的小间外，相对应的主厂房外排柱侧还设有一个两层的小间，两小间用母线桥相连接。一般将大型断路器和电抗器等较重设备布置在底层，而其他设备则根据安装连接和运行维护的要求合理布置。

fadianji yinchuxian ji shebei

发电机引出线及设备

(generator main leads and associated equipment) 从发电机出线端子到升压变压器或发电机电压配电装置之间的电气主回路引线和设备以及发电机

中性点设备。它主要包括发电机引出线、发电机断路器、发电机出线侧和中性点侧的电流互感器、发电机出线侧电压互感器及过电压保护装置、中性点侧接地设施或过电压保护装置等；当发电机与升压变压器成单元连接时，还包括厂用分支引线及设备。

发电机引出线 发电机引出线通过发电机的全部电流，根据发电机容量的不同采用不同的引出线型式，中小容量发电机一般采用敞露母线、组合导线或电缆，大容量发电机一般采用离相封闭母线。

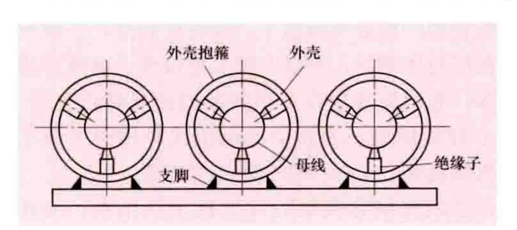
敞露母线 一般是把成型的母线导体用固定金具固定在绝缘子上，相间不设任何固体隔离物，结构简单，有色金属消耗量少，造价低；但绝缘子易受环境污染，而且附近钢结构有感应损耗发热，因此一般常用于电流不太大的中、小容量发电机引出线。为了提高安全可靠性，一般用网栏或无孔板将三相母线围封起来。

组合导线 一般指用耐张绝缘子串将每相由圆环支撑的多根软导线组成的空心导线束，悬挂于构架上的屋外大电流架空线，其两端经过终端装置与设备连接。它有结构简单，附加电能损耗小，施工安装和运行维护方便，造价和运行费用低，安全可靠性较高，布置方便等优点，因此，常用于中、小容量发电机引出线的屋外较长距离部分。

离相封闭母线 每相导体设有单独的由铝或铝合金制成的圆筒形密封外壳，三相外壳之间互相分离，导体由支持绝缘子固定在中心位置上。采用离相封闭母线能减少接地故障，避免相间短路；消除钢构发热；减少相间短路点动力。从而提高了运行的可靠性。按其外壳连接方式不同，分为分段绝缘式、全连式和带饱和电抗器的全连式三种。

（1）分段绝缘式封闭母线各单元外壳段之间彼此用绝缘密封连接，每段外壳只在一点接地。这种型式的封闭母线未能解决壳外附近钢结构感应损耗发热问题，一般已不再采用。

（2）离相封闭母线（见图），其外壳各段之间是在现场焊接起来的，在两端用短路板把三相外壳焊接起来并接地，使其形成连续的电气环路。这样当母线导体通过电流时，外壳感应出与母线电流几乎大小相等、方向相反的环流，屏蔽了壳外磁场，从而解决了附近钢结构感应损耗发热问题，导体所受短路电动力也大为减少（只有无外壳时的20%～30%），是应用最广泛的一种。



离相封闭母线结构示意

（3）带饱和电抗器的全连式封闭母线，外壳的一端各相经一速饱和电抗器连接在一起再接地。饱和电抗器在正常运行时处于非饱和状态，借以增加外壳回路的电抗，减少外壳环流损耗，但附近钢结构感应电能损耗却有所增加，而且增加了电抗器的电能损耗和投资，多数认为是不经济的，因此，未得到广泛推广采用。封闭母线的冷却方式有自然冷却式和强制通风冷却式两种。大容量发电机采用后者。通风冷却一般利用外壳作为通风道。

发电机引出线上一般装有隔断设施，中小型机组采用隔离开关，当采用离相封闭母线时则装有可拆卸的连接片或电动操作的隔离开关。

电流互感器 用于发电机的测量、保护和电压调节器。中小容量机组可用常规的电流互感器，除了准确级别和二次负载要满足要求外，还要验算电流互感器在短路时的热稳定和动稳定。大容量机组的电流互感器一般采用环形铁芯，可装在发电机出线套管上或与离相封闭母线配套，发电机引出线贯穿其中，因此可不验算短路时的动、热稳定。（见电流互感器）

电压互感器 用于发电机的测量、保护、电压调节器和同步装置。中小容量机组用三相或单相电压互感器；大容量机组则用单相电压互感器分相配置与离相封闭母线配套。电压互感器的保护熔断器必须能满足切断该点短路电流的要求。（见电压互感器）

过电压保护装置 由旋转电机用的避雷器和电容器组成。是否需设置则根据过电压保护要求而定。避雷器的对地持续运行电压必须满足可能出现的发电机出线对地最高运行电压的要求；电容器宜设置熔断器作短路保护。当发电机与架空线路有电气连接时，发电机中性点还装有旋转电机用避雷器。

中性点接地设施 当发电机电压系统的单相接地电容电流大于规定数值时，发电机电压系统将采用消弧线圈接地以补偿电容电流或高电阻接地以限制接地时的过电压倍数。此时发电机中性点将经消弧线圈接地或经二次侧接有高电阻的变压器接地。其容量决定于发电机的电压和接地电容电流的大小。

发电机断路器 见发电机断路器。

fadianji zhuanzi yonggang

发电机转子用钢 (steel for generator rotor)

发电机转子锻件用钢要求有良好的室温综合力学性能，良好的淬透性，较低的韧脆转变温度，良好的导磁性。随着发电机组单机容量的不断提高，转子的尺寸也增大，对力学性能（以屈服强度为代表）的要求也越高。例如大型发电机转子轴身的径向屈服强度要求660～760MPa。特别把韧脆转变温度作为转子的验收项目，因为如果在低于韧脆转变温度下运转，在转子应力集中处就有可能发生脆性断裂。

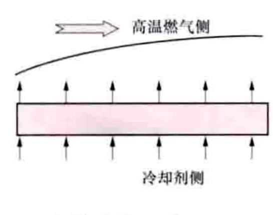
发电机转子用钢可根据其截面尺寸大小及力学性能进行选择。Cr-Ni-Mo钢淬透性好，适用于屈服强度为500～600MPa、截面直径为1200mm以下的转子，大型转子也用含钒的Ni-Cr-Mo-V钢。Ni-Cr-Mo-V钢具有高的强度和良好的韧性，淬透性较好，对回火脆性不敏感。Ni-Cr-Mo-V钢含Ni有2%、2.8%、3.5%三级。含2%Ni的广泛用于直径1000mm以下的转子，含3.5%Ni的Ni-Cr-Mo-V钢较普遍地用于大容量发电机转子。这些钢有较好的强度和韧性配合。钢的Ni含量增加，强度和韧性也升高，但对回火脆性较敏感，且易形成粗大奥氏体晶粒。为保证屈服强度，降低偏析，改善锻件的韧性，避免激烈淬火时开裂，大型转子用钢的含碳量一般限制在0.3%以下。200MW及以下发电机转子多采用34CrNi3Mo，300MW及以上发电机转子多采用25Cr2Ni4MoV。300MW及以上发电机转子锻件一般采用

钢包精炼或电渣重熔以提高锻件的冶金质量。汽轮机低压转子用钢与发电机转子用钢基本相同。

fasan lengque

发散冷却 (transpiration cooling) 利用冷却剂在受热壁面形成一层连续且分布均匀的膜结构，将高温主流与受保护壁面隔绝开，使之不被烧毁的一种冷却方式。发散冷却可以看成孔径微小、孔分布极密集的膜冷却的一种极限方式（见图）。发散冷却的冷却介质通常是气体，也可以是液体。当液体冷却介质通过多孔壁面形成保护性冷却层时，冷却过程酷似人体发汗，故又称发汗冷却。发汗冷却过程中液体汽化吸收汽化潜热，冷却效果好。

与传统的对流冷却、冲击冷却及膜冷却相比，发散冷却因多孔介质内部比表面积大、冷却剂的入射速度较膜冷却低等优良的传热传质性能，具有更高的冷却效率。较少的冷却剂即可实现良好的冷却效果，其最大冷却能力可达$6\times10^{7}\sim1.4\times10^{9}\,W/m^{2}$。



发散冷却示意图

对发散冷却技术的研究始于20世纪40年代。随着高新技术特别是空天技术与燃气轮机技术的不断发展和进步，高温部件工作环境的温度和热流密度越来越高、工作条件越来越苛刻。如火箭发动机燃烧室压力最高可达20MPa，燃气温度可达3000～4500K。在喉部附近，热流密度高达10～$160MW/m^{2}$，传统再生冷却技术的最大冷却能力约为$140MW/m^{2}$，已经不能满足新一代火箭推力室的冷却要求。为了提升飞行器及燃气轮机的性能，除了在材料科学方面要有所突破之外，高效率冷却技术的应用也至关重要。发散冷却技术正是在这样的应用背景下发展起来的。1990年，NASA总结了数种新型冷却方案，指出发散冷却是一种最有前途的冷却方式。发散冷却技术的研究在各航天航空大国得到广泛的关注，并被认为是一种最有可能解决热环境极度苛刻的液体火箭推力室以及高超声速飞行器关键部件热防护的冷却技术。

随着先进地面重型燃气轮机技术的发展，其功率和温度参数不断升高，对高温部件热防护提出了挑战。已有学者开始研究将发散冷却有效地应用于燃气轮机燃烧室和透平叶片等高温零部件的热防护。发散冷却技术还可以用于其他需要热防护的新技术装备上（如等离子体喷枪、火灾防护服等）。

开展比较深入、系统的实验研究、理论分析和数值模拟，可以对发散冷却进行较准确的数值模拟，冷却效率已有较准确的计算准则关联式。但高速和高热负荷条件下的发散冷却尚需开展更深入的研究。

famen jianxiu

阀门检修 (valve repair) 对阀门进行的定期检验与维修。阀门是火电厂控制和调整设备运行的重要部件，按其作用的不同分很多品种，分布面很广。运行中阀门受工质的冲刷和热应力及其他外力的影响，易产生磨损、冲蚀、腐蚀、泄漏甚至破裂损坏等，必须定期予以检修。阀门（连同执行机构）的检修工作，应随主机的检修同时进行。内容包括检查和修理已损伤的部件，更换垫片、密封填料及执行器膜片等。阀门检修后应进行严密性水压试验，允许的漏泄量应达到原制造厂规定的要求。

检修内容　阀门检修的特殊工艺是阀座和阀塞的研磨。阀座与阀塞受工质的冲刷或异物进入而接触不严密，引起泄漏（内漏），影响正常工作。在球型阀门中，金属阀塞与金属阀座之间允许有轻微渗漏，如果泄漏量超过允许限度，阀门失效，则需用研磨的方法加以改善，损伤较重的可用车床先车削再研磨。研磨前先将阀门解体，在阀座与阀塞之间涂上研磨砂，然后转动阀塞与阀座研磨，使二者接触面相互吻合不留空隙。研磨时，阀座上应涂上白铅油，以防过磨或擦伤。在有笼套结构的阀门中，应使笼套和阀座正确就位并使阀塞和阀座环对直后进行研磨。在有双口的阀体上，上环一般比下环磨损得快，这种情况下，下环继续使用研磨砂和白铅油研磨，而上环仅使用抛光胶（风化石粉与油混合）研磨。如果其中一个仍然泄漏，应在不漏的阀座上多用研磨砂而另一环上用抛光胶，直到两个阀座环能够同时与阀塞严密接触不漏为止。研磨时不应使另一阀座处于干燥状态。研磨完结后，清扫阀座表面再重新组装，并做泄漏试验，如果泄漏量过大，应重复研磨。损坏严重、研磨不能修复的阀座和阀塞应予更换。现代大型阀门有专用的研磨机，各种型式的研磨机都应按规定正确使用，以提高劳动效率。

检修要求　主要包括：①常规的滑动阀杆阀门使用带丝扣阀座环，当座环表面受到损伤时应予更换。拆卸阀座环之前，应查看阀座环是否被点焊在阀体上，如果是，应先去掉点焊，然后在阀座环螺纹上滴去锈油，用专用的拔环器或在车床或钻床上逐渐松开座环，并清扫阀口上的丝扣，然后装上新的丝扣涂有涂料的座环并拧紧，点焊固定。②阀门解体后应做好阀杆的弯曲度测量，超标的进行校正或更换。③经常操作的阀门应做好铜螺母的加油和检查，上下轴承应定期检查、清理，视情况更换。④阀门盘根密封应定期检查，并及时调整。⑤安全阀、泄放阀等阀门密封应按规定定期进行校验，并详细记录。⑥对阀杆填料、执行器膜片的更换以及阀门行程和阀杆连接的调节也应按制造厂的要求，有步骤地进行，以保证阀门的行程到位和关闭严密。

fanshentou

反渗透 (reverse osmosis, RO) 以压力为推动力通过高分子聚合物薄膜（半渗透膜）将溶液中溶质和溶剂分离的一种膜分离技术。

原理　将两种浓度不同的水溶液用半渗透膜隔开，水分子便会自动地从较稀溶液一侧透过膜而流向较浓溶液一侧，这便是自然渗透现象。当水分子的渗透达到平衡时，膜两侧产生的液位差称为渗透压。若在浓溶液侧施加一大于渗透压的压力，则自然渗透方向改变，浓溶液中的水分子便透过半渗透膜渗入稀溶液侧，这样一侧溶液逐渐淡化，另一侧溶液逐渐浓缩，从而达到盐类分离、水质净化的目的。

元件和组件　反渗透脱盐是通过反渗透元件完成的，火电厂水处理常用的膜元件，主要有卷式（亦称涡卷式或螺旋式）和中空纤维式两种。

(1) 卷式元件是在透水性支撑体两侧用平面式膜和一层

隔网一起卷在中心管上构成的（见图1）。将1～6个元件装

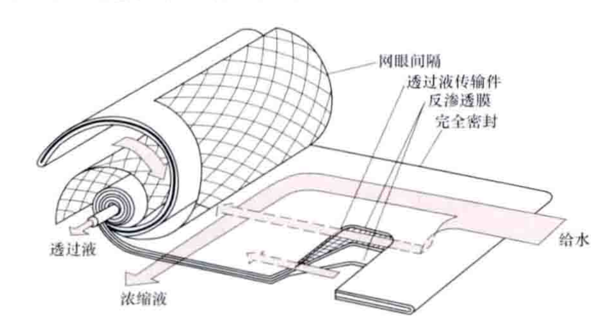


图1 反渗透卷式元件结构示意

在一个承压外壳内，构成一个膜组件（见图2），进水从膜组件的端部或侧面进入，透过膜的淡水（脱盐水）从透水性支撑体集中至中心管引出，浓水从膜外侧排出。

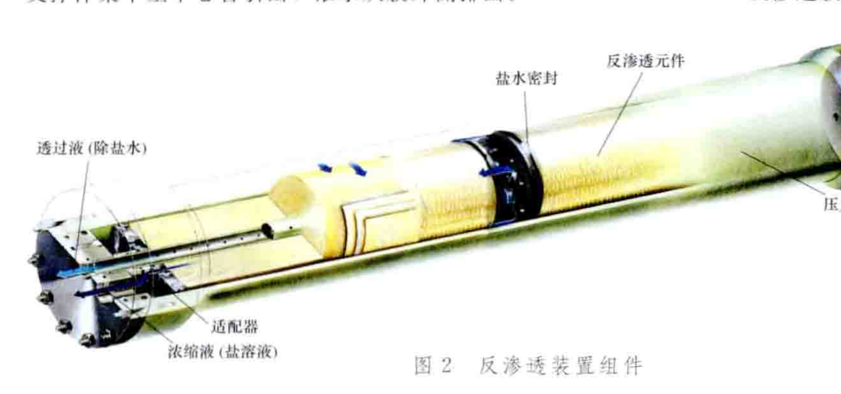


图2 反渗透装置组件

(2) 中空纤维式组件是将几十万至几百万根外径为数十至数百微米的中空纤维膜丝沿着中心管均匀紧密排列装入承压外壳内构成一个组件。中空纤维膜呈U形布置，进水管固定于中心，高压进水从中心管放射形导出，淡水透过中空纤维膜层汇集到中间的空心管，再从中空的U形管开口端引出，浓水从膜外侧排出。

水处理用渗透膜材质主要以芳香聚酰胺类膜为主，有非对称膜和复合膜两种。复合膜以其脱盐率高、产水量大、操作压力低、pH值使用范围广、抗污染性能好而得到广泛使用。

应用与维护　反渗透适用于高含盐量（苦咸水、海水）、水质多变的水的脱盐，也有除有机物、硅酸盐的功能，在火电厂中最主要的用途是作为锅炉补给水离子交换除盐装置的前处理。在反渗透—离子交换除盐联合系统中，除盐设备一个运行周期可多生产5～10倍去离子水，再生剂用量大幅度减少，使废水处理大为减轻。反渗透用于电厂循环水处理，可改善水的质量，提高浓缩倍率，为废水“零”排放创造条件。此外，反渗透也可用于电厂废水处理。反渗透对各种离子的去除能力不完全相同，电荷高的离子分离性能好。反渗透的脱盐率、产水量与进水压力、温度、含盐量及回收率等因素有关。脱盐率和产水量均随压力升高而增大；温度升高，产水量增加，但脱盐率变化不明显；进水含盐量提高，产水量和脱盐率均降低；提高回收率则脱盐率相应降低，但产水量变化不明显。

因半渗透膜孔径微小，在运行中，易受到各种污染，使组件阻力增加，产水量和脱盐率降低。为防止膜污染，对入口水质有较严格的要求，浊度小于0.3NTU（中空纤维式）或1NTU（卷式），Fe小于0.1mg/L，污染指数（表示水质污染程度的指标）FI值小于3（中空纤维式）或5（卷式）。芳香聚酰胺膜要求pH值为4～11，余氯要求在0.1mg/L以下。一般复合膜脱盐率＞99%，最高可达99.7%。单只膜元件的回收率，通常对8英寸复合膜元件最大为15%。

反渗透膜的清洗方法有水冲洗和化学清洗两种。化学清洗介质和清洗工艺根据膜面污染物的成分和性质决定，钙镁沉积物常用柠檬酸、盐酸、乙二胺四乙酸（EDTA）溶液清洗；胶体物质可以采用中性洗净剂清洗；金属氧化物用草酸、柠檬酸清洗；有机物用碱性洗涤剂清洗；细菌类用甲醛溶液清洗。清洗工艺可以采用浸泡和循环清洗或两者相结合清洗。组件停运时应采用0.25%甲醛溶液保护或小流量通水保护。

反渗透膜元件寿命一般为3年。若对入口水进行完善的预处理，保证进水水质符合规定，并在运行中做好监督维护工作，膜元件寿命可以延长。

反渗透分离是在常温和不发生相变的情况下进行的，不仅可以节省大量酸碱、减少废液排放，而且应用范围较广。用于火电厂锅炉补给水处理，与离子交换法联合应用，可以扩大除盐技术对于原水水质的适用范围。这对缺水地区高含盐量水（苦咸水）的利用有重要意义。

简史　1784年诺莱特（Abble Nallet）首先发现渗透现象，1860年才发现和应用渗透膜。20世纪50年代以来，对膜的应用进行了大量研究，1960年美国加利福尼亚大学的S. 劳勃（S. Loeb）、S. 索里拉金（S. Sourirajan）首先确认了醋酸纤维素膜的脱盐性能，发明了透水和脱盐性能均良好的膜制作方法，开拓了反渗透在工业上的实用化。60年代用于海水淡化，70年代后便应用于火电厂的水处理，80年代中国已有适用于苦咸水淡化的反渗透组件生产厂，90年代超低压高脱盐全芳香族聚酰胺复合膜进入市场，为反渗透技术进一步发展开辟了广阔的前景。1991年，中国第1套国产反渗透装置在河北沧州电厂投入运行。反渗透技术被广泛地应用在苦咸水脱盐、超纯水制备、电厂锅炉用水脱盐净化、工业废水处理、城市中水回用处理、食品和饮料加工以及各种化工领域中的浓缩分离和净化过程，成为21世纪水处理领域的主导高新技术之一。

参考书目

张葆宗．反渗透水处理应用技术．北京：中国电力出版社，2004.

fanyingdu

反应度　(extent of reaction)　化学反应进行程度的标志，通常用X表示。在化学反应尚未进行，即只存在反应物而不存在生成物时，反应度X为零。随着化学反应的进行，反应度的数值增加，至所有反应物都变成了生成物，

则反应度 $X=1$。

任一化学反应的反应方程可以写成一般形式

$$-\alpha_1 A_1-\alpha_2 A_2-\cdots=\cdots+\alpha_{k-1}A_{k-1}+\alpha_k A_k$$

式中等号左边的字母 A_1，A_2，…代表反应物的分子式；等号右边的字母 A_k，A_{k-1}，…代表生成物的分子式；α 为化学计量系数，表示各物质摩尔数之间的相对关系。比如，反应物 A_1 如减少 α_1 mol，则 A_2 必减少 $\alpha_2$mol，同时必有 α_{k-1} mol 的 A_{k-1} 和 α_k mol 的 A_k 的物质生成。此式也可表示为

$$\alpha_1 A_1+\alpha_2 A_2+\cdots+\alpha_{k-1}A_{k-1}+\alpha_k A_k=0$$

设某一物质的初始摩尔数为 $N_{j,0}$，反应进行到某一程度时的摩尔数为 N_j，该物质在化学反应方程中的计量系数为 α_j，那么此时反应度 X 被定义为

$$X=\frac{N_j-N_{j,0}}{\alpha_j}=\frac{\Delta N_j}{\alpha_j}$$

对于一个给定的反应，在同一时刻，参与反应的各物质的反应度具有同一数值，如设 i、j 为参与反应的任意两种物质，则 $\frac{\Delta N_i}{\alpha_i}=\frac{\Delta N_j}{\alpha_j}$ 的关系必成立。

随着反应的进行，反应度 X 的数值在变化，参与反应的各物质的摩尔数也发生相应的变化。对于物质 j，其摩尔数与反应度的关系为 $N_j=N_{j,0}+\alpha_j X$。

根据化学平衡理论，化学反应不可能完全，所以反应度数值的范围为 $0\leqslant X<1$。

fangbao sheshi

防爆设施 (anti-explosion devices) 预防燃烧系统发生爆炸及防止爆炸时危及人身或设备安全的装置和设计。

防爆设计原则 主要包括：①最大限度地减少爆炸发生的可能性。②减小爆炸波及的范围，把损失减小到最低限度。③采取成熟、经济、合理的措施达到防爆的目的。④根据煤质特性、机组及系统特点采取不同的措施。

防爆设计压力 在设置防爆门时，对钢球磨煤机和中速磨煤机制粉系统的设备、管道及部件，承压能力按 150kPa (g) 设计；而给煤机、给煤管、给粉机、锁气器、输粉机以及风扇磨煤机直吹式制粉系统按不小于 40kPa (g) 设计。直吹式制粉系统一般不设防爆门，设备、管道及部件的承压能力根据系统运行压力按 350～400kPa (g) 设计。煤粉仓的防爆设计压力不小于 40kPa (g)。凡与炉膛相连通的烟风道必须考虑炉膛爆炸压力的影响。

防爆门 在燃烧系统设备和管道的特定部位设置的爆炸泄压装置，避免或减轻对设备的破坏。防爆门按工作原理分为自动启闭式（如重力式、超导磁预紧式等）、膜板式和其他型式（如弹簧预紧式）。重力式是利用重力或弹簧力来控制内压，泄压后自动关闭，其动作压力较低，通常用于煤粉仓及烟道上，煤粉仓防爆门的额定动作压力为 1～10kPa。膜板式是利用当内部介质爆炸压力达到预定值时冲破膜板泄压的原理设计的，可用于制粉系统（煤粉仓除外）。

为保证防爆门动作时不致危及人身安全和避免燃料喷散，沉积在附近电缆或设备上，需采用引出管将爆炸气体引到室外安全地带。

其他防爆设施 在燃烧系统中装设必要的监控保护装置是预防爆炸的主要措施，如设置连锁保护和燃烧安全保护装置，在指定部位设置气体浓度、温度、压力监视测点等。

除全部燃用无烟煤的锅炉外，煤粉制备系统必须有防爆和灭火设施。对煤粉仓、磨煤机及制粉系统，应设有惰化介质（CO_2、N_2、烟气或水蒸气）和灭火介质的引入口。对正压直吹式制粉系统的中速磨煤机和双进双出钢球磨煤机，应配有快速隔断门。

fanghuo jiance

防火检测 (fire protection detection) 使用火警探测器及其他仪器设备，对异常温度、气体等现象和参数的探测。以防火为目的，及时、自动地探测早期火情。防火检测包括火警探测器和自动报警装置。火警探测器的种类很大，且大多已系列化、标准化，并发展为火灾自动报警装置。中国已将火灾自动报警装置列为国家强制性标准，纳入建筑设计规范，成为必须安装的消防设备。

现代的火灾自动报警装置多与自动灭火系统联动，特别是在无人区域，以及消防员不易深入和火势蔓延迅猛的场所，如火力发电厂的燃料油库、煤粉仓、变压器群、配电室及电子设备间等。

火警探测器 利用敏感元件将温升、烟雾、气味、燃爆等物理现象转变为电信号，输入报警控制装置中。常用的火警探测器有感烟探测器、感温探测器和火焰探测器等。

离子感烟探测器 应用最广泛的一种感烟探测器。它利用 α 放射性物质放射出的 α 射线使局部空气电离，在电场作用下形成离子电流。当火警产生的烟雾和燃烧生成物进入探测器时，一部分正、负离子被吸附，使离子移动速度大大减慢，到达电极的有效离子数明显减少，离子电流发生变化。将变化了的离子电流转变为声光信号，即可达到在隐燃阶段预报警的目的。离子感烟探测器具有寿命长、灵敏度高、稳定性好、抗震性好、不受光线和热流的影响等特点。它的放射源一般采用镅-241，源强为 $3.7\sim37\times10^4$Bq，保护面积达 100～150m^2。

光电感烟探测器 利用烟中含有的粒子使光散射的原理而动作。

气敏感烟探测器 利用气敏半导体在烟的作用下电阻骤变而动作。

感温探测器 感温探测器分为点型和线型两种形式，最常用的是定温定点式，发电厂的锅炉房、发电机房宜选用该类探测器。其敏感元件有双金属接点、玻璃球感温元件、热敏半导体等数种。当周围温度达到一定值时，接点式感温探测器接点闭合而动作。热敏半导体感温探测器具有体积小、灵敏度高、无机械触点等特点。而玻璃球感温元件感温探测器内装酒精乙醚混合液，当温度达一定值时，液体膨胀使玻璃球破碎而动作。

火焰探测器 红外、紫外探测的新型探测器应用逐渐增多。红外光电探测器能检测瞬间燃烧的火焰，在 100m 内可检测到 0.1m^2 的火焰；紫外光电探测器能迅速对火警和爆炸产生反应，可探测火焰中波段狭窄（波长为 0.185～0.245μm）的紫外光，不受阳光、人工照明光源的干扰，也不受红外线、热源、风和低温的影响，稳定性好，适用于易燃易爆场所。

自动报警装置 集成了集中监控、声光报警、存储、自

动打印记录等装置。其功能是将火警信号用声光或数字显示出来，自动操作各种灭火系统并进行信号存储、打印。

feishui chuli

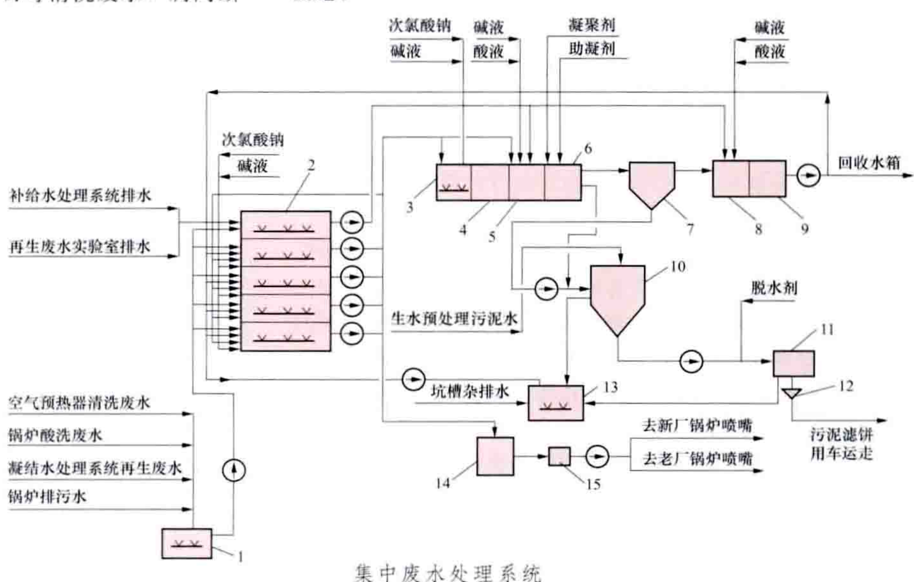
废水处理 (waste water treatment) 用物理的、化学的或生物的方法使火力发电厂排放的废水水质符合国家（或地区）规定的排放标准或达到再利用要求的工艺。

废水种类及其污染物 火电厂排放的废水按排放方式，可分为经常性排水和非经常性排水，经常性排水又有间断与连续之分。按来源不同，常见的有：①凝汽器开式（直流供水）冷却系统的排水和闭式（循环供水）冷却系统冷却装置的排污水。前者的特点是水量大，水温较原来水温约高8～10℃；后者特点是水量较少，含杂质浓度较大。②冲灰冲渣系统排水。包括湿式除尘器排水，以及冲渣水汇合经水力输灰管道、灰场沉淀后排出的水。燃用含氟量高的燃煤，灰水中氟及其化合物有时含量较高，可达15～30mg/L。如灰场容量过小或灰场排水构筑物设计、管理不当，灰场排水悬浮物也会超出国家规定的标准。③化学水处理阳、阴离子交换器再生、清洗等废液。其中酸性废水pH值在1～5范围内，碱性废水pH值在8～13范围内，废水排放一般是间断的。④锅炉化学清洗废液。酸洗废液中主要含游离酸（盐酸、氢氟酸或柠檬酸）、酸洗产物（三氧化铁、四氧化铁等金属氧化物）和缓蚀剂；钝化废液中主要含过剩的钝化剂，如联胺或亚硝酸钠等有毒物质。水质的特点是pH值低、化学需氧量（COD）值高、金属离子含量高等。⑤停炉保护排水。水中含有氨、氢氧化钠等碱性物质和一定量的铜铁化合物，排水pH值高。⑥含油废水。含油量约为6～10mg/L。⑦煤场排水。水中含有呈悬浮状态的细煤粉，外感呈褐色或暗褐色。含硫量高的煤堆，下雨过程的浸出水pH值较低，呈酸性或弱酸性；中、低含硫量的煤堆，水一般呈中性。⑧生活污水。水中含有粪便、合成洗涤剂、病原微生物等，水质特点是COD值、生化需氧量（BOD）值和悬浮物含量高。⑨锅炉水侧、火侧、空气预热器和烟囱等清洗废水，属间断排放，主要含悬浮物和重金属离子。⑩脱硫废水。产生于燃煤电厂石灰石/石灰-石膏法脱硫工艺，主要特征是：呈弱酸性；悬浮物多，但颗粒细小，主要成分为灰尘和脱硫产物（$CaSO_4$ 和 $CaSO_3$）；含盐量高；含有重金属离子。

废水处理原则 废水处理应结合生产工艺、环境保护统一考虑，通过系统和综合的分析找出经济、合理的处理方案。其原则是：①采用节水工艺技术，尽可能在生产过程中减少废水的排放量和控制废水中污染物的浓度。例如用干灰输送方式替代水力输灰就可做到无灰水可排；在化学除盐系统中采用反渗透去离子法、离子交换逆流再生、串联再生等方式，可降低酸碱废液的排放量。②考虑回收利用和循环使用。例如，考虑反渗透浓水或渣水的再循环系统，以便重复利用，做到不排或少排废水。③清污分流，一水多用。例如，将冷却塔排污水用作脱硫系统工艺补充水；将主厂房生产排水收集在一起，经适当处理做循环冷却水的补充水等。一般来说，将清、浊废水分别处理，可以减少废水处理的工作量和设施费用。④从全局出发，加强用排水的科学管理（又称水务管理）。对火电厂的水源、用水和排水做全面规划管理，选择最优的全厂用水分配，使用经济、合理的废水处理工艺，最大限度地提高回用水率，以使单位发电量的水耗量、排水量达到理想水平。

废水处理方式 火电厂的废水处理方式有：①分散处理。在排出废水的车间或废水源所在地附近设置处理装置，或将近处几种性质相似的废水混合处理。中、小型火电厂一般均采用该处理方式，其优点是费用低，缺点是管理分散。②集中处理。把全厂废水集中在废水处理车间，然后按废水中污染物的性质，采取相应的处理净化工艺。通常，在废水处理车间设若干个废水储存池，将来自各个收集点或分散处理点需要处理的水，按照不同的处理要求，分别集中于各个废水储存池内。储存池的总有效容积通常为一天的经常性废水排放总量与一次最大的非经常性废水排放量之和。为使水质均匀，池中设空气混合装置，如图所示。采用该方式处理占地面积稍大，但便于集中，确保处理后的水质符合排放标准和回用的要求，适用于大型火电厂。③分散与集中相结合的处理方式。锅炉化学清洗废水，化学车间废水，锅炉房、汽机房排水，净水构筑物澄清池排泥，煤场排水等均送入废水处理车间集中处理，而含油废水分散就地处理，生活污水单设处理车间或送城市下水道集中处理。新建电厂一般采用该方式。

单机容量为300MW及以上的发电厂或严重缺水地区且废水重复利用的电厂，宜设置废水集中处理装置。位于生活饮用水源保护区、国家重点风景名胜区、珍贵鱼类保护区、海水浴场及水产养殖场附近的发电厂应设置废水集中处理设施。



集中废水处理系统

1—机组排水槽；2—废水储存池；3—氧化槽；4—反应槽；5—pH值调整槽；6—混合槽；7—澄清池；8—最终中和槽；9—清净水槽；10—浓缩池；11—离心脱水槽；12—泥斗；13—污水槽；14—焚烧液箱；15—焚烧液过滤器

feishui "ling" paifang

废水"零"排放 (zero discharge) 没有污水排放的闭路循环用水系统。闭路循环通过提高水的复用率来控制废水的排放，以减轻对环境的污染。该系统是在一个工段、车间或工厂，甚至在一个地区组成一个用水的闭路循环系统，把系统内生产过程中所产生的废水，经过适当处理，全部或大部分返回到原来的生产过程或其他生产过程中重新使用，很小部分排污。如在废水处理系统中使排污水进一步处理并回收，则可完全不向系统外排放废水。闭路循环系统的水量平衡关系（见图1）为：$Q_d + Q_l = Q_r + Q_m$；$Q_d = Q_r + Q_b$，$Q_m = Q_l + Q_b$。式中Q_m为补充水量；Q_l为损失水量；Q_r为重复利用水量；Q_d为排水量；Q_b为排污水量。

图1 闭路循环系统的水量平衡

"零"排放就是在上述闭路循环用水方式的基础上发展起来的。在"零"排放系统中要求不向环境排出污水，即$Q_b \approx 0$。为此系统中采用的废水处理程度要求高，使处理后的水可以全部回用。其水量关系（见图2）为：$Q_d \approx Q_r$；$Q_m \approx Q_l$；$Q_b \approx 0$。

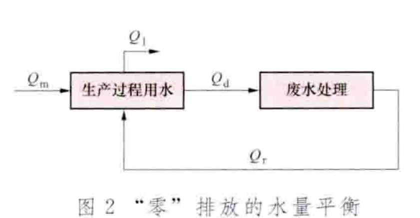


图2 "零"排放的水量平衡

火力发电厂采用"零"排放技术，费用较高，一般只用于地区环境要求严格、不允许电厂有废水排放的场合。在做"零"排放规划或设计时，首先要对电厂的用水、排水进行水量平衡计算，采取措施尽量减少废水量，能重复利用的废水尽量重复利用。

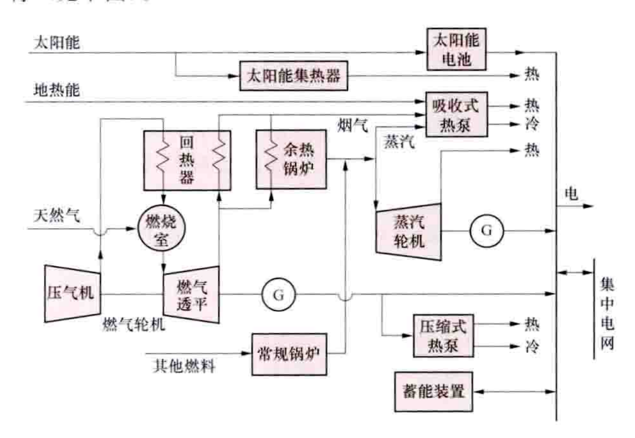
例如在带冷却塔的二次循环电厂中，最大量的废水为冷却塔排污。为了减少冷却塔排污，可以采用各种冷却水处理法，例如补给水离子交换、石灰处理以及旁路处理等方法，将循环倍率提高到5～6倍。经处理，冷却塔排污水量减少，但含盐量增大。排污水可用于水力除灰系统的冲灰、冲渣，或干除灰系统的干灰湿润用水，煤场或输煤系统的喷洒水等；或将其通过反渗透、电渗析等处理进一步回收再利用，使排污水再次浓缩。为了达到"零"排放，最终可将该少量浓缩水经过蒸发装置、喷射干燥器或盐水结晶器等制成干饼，用于储存、复土和植树，完全达到"零"排放。

美国、澳大利亚等国家，采用"零"排放系统较多。美国Standon Energy Center（440MW）电厂除蒸发水量，全厂无其他外排水。水的重复利用率达到99%，做到了废水的"零"排放；澳大利亚立德尔贝司渥德电厂采用典型的废水"零"排放系统，补充水取自立德尔湖，为改善立德尔湖水质，将补充水的加酸处理改为石灰处理，另外将贝司渥德电厂的少量循环水采用盐浓缩器进行旁流处理，从而实现全厂废水"零"排放。中国火电厂废水"零"排放技术的推广应用与其他国家相比还存在一定的差距，仍需进一步推广应用。

fenbushi redianleng sanliangong nengyuan xitong

分布式热电冷三联供能源系统 (distributed heating-cooling-power cogeneration energy system) 独立建于社区和企业等集体用户附近、能同时满足其电力、供热、制冷等各种用能需求的能源综合利用系统（见火力发电、热电联产电厂）。该系统在构成上考虑了能量梯级利用，可提高一次能源的利用效率；系统的建设和运行是独立分散的，可减少输配管网的投资；通过分散生产、大电网统筹，可实现能源的多渠道供应，多层次提高能源利用效率。

系统构成 系统由一次能源、动力机械和联产系统等构成，既能独立运行，又可使该系统的电网并入集中电网中运行（见下图）。



分布式热、电、冷三联供能源系统示意图

一次能源 一般以天然气为基本能源，但可将当地可用的其他能源（如太阳能、地热能等）整合起来统一应用。

动力机械 以中、小功率燃气轮机应用较多，烧天然气的往复式内燃机也有应用。用燃气轮机时可通过燃气-蒸汽联合循环获得更高的能量转化效率，如图所示。

联产系统 电能由动力机械驱动发电机产生，也可由光伏电池等直接从一次能源获得。可利用发电的余能驱动吸收式热泵（如溴化锂吸收式制冷机）获得热能和冷能，也可辅助应用其他形式的能源，如太阳能、地热能、工业余能，以及用其他燃料驱动的常规锅炉和电驱动的压缩式热泵等。

并网 分布式能源系统独立工作时，应按"以热/冷定电"的联产原则运行，多余或不足的电量可用蓄能装置适当加以调节。如能与电网联合运行，则可按最高能量转化效率的原则来配置电、热、冷的比例，将多余的电量供入集中电网；在系统故障、检修时，可从集中电网获得保障。

分布式能源系统的特性 ①新建系统以液体或气体燃料输送取代电力或热力输送。②用户规模、种类多样，可以是居民区、工业企业、大型机关医院学校等。③一次能源以气体或液体燃料为主，可再生能源和废弃资源为辅。④二次能源按用户不同需求进行热电冷联产，实现能量梯级利用。⑤可应用各种独立电源技术。⑥可采用各种先进的能源转换技术，包括高效热电联产、就地式可再生能源系统及能量循环系统。⑦无论联网与否，均可与已有集中供能系统互补，实现最优调度与供电安全。⑧在环境保护方面，可将部分污

染分散化、资源化，实现适度排放。

历史、现状与发展趋势 20世纪50年代提出全能量系统的概念，20世纪70年代国际能源危机之后，欧美国家开始重视和开发能量梯级利用和全能量系统，具体实现方案就是通过针对用户综合需求的分布式能源系统。随着天然气在燃料结构中占据更大比重以及燃气轮机大量用于发电，建设容易、运行方便的分布式能源系统得到了迅速推广，在发达国家中已占据能源系统很大的比重。为致力于分布式能源系统在全球推广和应用，2002年成立了非营利研究机构"国际分布式能源联盟"。

随着能源结构的调整，中国天然气在能源利用中的比重增加，风能、太阳能、生物能源发电兴起，2010年以来，以天然气为燃料的分布式能源系统的建设已进入实质性开发与实施阶段。在北京、上海、广州等城市的居民小区、商城楼宇、大学城都有一批热、电、冷联产示范工程投运。以燃气轮机为动力机械的项目已有：上海浦东国际机场能源中心4000kW燃气轮机热电冷联供系统、北京南站能源中心的1570kW燃气轮机热电冷联供项目、广州大学城78MW分布式能源站等。以燃气内燃机为动力的分布式能源系统有更多的应用，至2010年投产的总功率数已超过1500MW。

参考书目

金红光，郑丹星，徐建中．分布式冷热电联产系统装置及应用．北京：中国电力出版社，2010.

fensan kongzhi xitong

分散控制系统 (distributed control system，DCS)

采用计算机、通信和屏幕显示技术，实现对生产过程的数据采集、监视、控制和保护等功能，实现数据共享的多计算机监控系统，也称为集散控制系统。其主要特点是功能分散，操作显示集中，数据共享。根据具体情况也可以是硬件布置上的分散。1985年，中国在望亭发电厂14号机组扩建工程开展分散控制系统应用试点。20世纪90年代中期以后，国内外十多个品牌的DCS产品已广泛应用于机组、辅助车间系统的控制。DCS也由初期的全部依靠国外进口，逐步发展为在大型机组上使用具有自主知识产权的中国产DCS。2003年，贵州纳雍电厂（300MW机组）和盘南电厂（600MW机组）招标采用了国产DCS，国产DCS开始进入大型火力发电机组的大范围应用。此后，国产DCS分别于2006年、2007年和2011年首次成功应用于600MW亚临界机组（锦界发电厂1号机组）、600MW超临界机组（庄河发电厂1号机组）和1000MW超超临界机组（谏壁发电厂七期1号机组）。

构成 DCS从结构层次上通常可分为过程控制级、监控级和管理级。过程控制级是DCS结构中最基础的一级，该级由各种形式的过程采集站、控制站组成，各站直接与检测仪表和执行机构相连，完成工艺过程数据的采集和处理，并对工艺过程进行控制。监控级是DCS结构中过程级的上一级，由人机接口及有关外围设备组成。该级主要完成生产过程的监视及操作处理等功能。管理级是DCS结构中最上面的一级，由管理人员人机接口等设备组成。该级以综合信息管理功能为主，包括生产调度、系统协调、质量控制、制作报表、收集运行数据和进行综合分析、提供决策支持等。DCS采取了一系列提高可靠性的措施，如系统的冗余配置（双通信、双电源、双CPU等），具有自诊断功能等，系统的可用率达到99.9%。

各类DCS的构成基本相同，都由过程控制站、操作管理站、工程师站、通信网络、应用服务器等组成。

DCS的基本构成形式见图1。

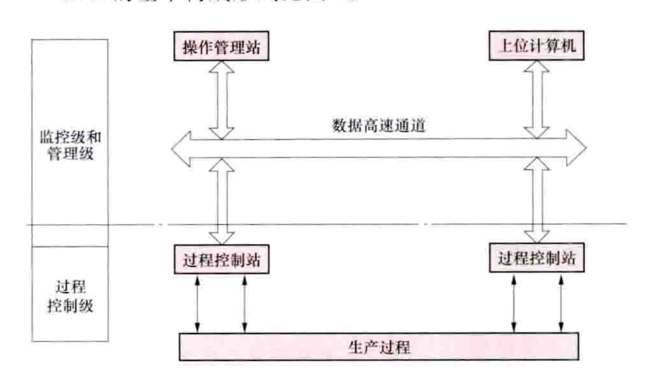


图1 DCS的基本构成

过程控制站 DCS的核心，实现对工业生产过程的数据采集和控制保护功能，也称控制站。它通常由双冗余的控制器、网络通信接口及输入/输出（I/O）总线、输入/输出模件（I/O模件）等设备组成。生产过程相关参数（信号）由输入模件进行转换和处理后形成数字信号，经I/O总线传输到控制器；控制器按照预先设定的控制保护策略对接收到的数字信号进行相关处理，并将控制命令（信号）通过I/O总线和输出模件送到执行机构；同时还将相关信息通过网络通信接口传输到监控级的计算机上进行显示并接收相关的操作指令。当过程控制站与监控级失去联系时也能独立工作。

操作管理站 监控级设备，用于实现生产过程参数（信息）显示、报警及运行操作人员发布操作指令等功能的计算机设备，是DCS的人机接口设备，也称操作员站。通常包括显示器、主机、一个或多个输入设备（如专用键盘、鼠标或光笔等）。

工程师站 监控级设备，用于工程师进行软件设计、组态、控制器参数及报警参数设置和运行维护的计算机设备。对于工艺流程较简单的生产过程，工程师站和操作管理站也可为同一个设备。工程师站是DCS的人机接口设备，通常包括显示器、主机、一个或多个输入设备（如标准键盘、鼠标等）。

应用服务器 在计算机网络中，为工作站、个人计算机或为其他功能单元提供服务（专用服务或共享服务）的功能单元。如用于保存历史数据的历史站、文档服务器、打印服务器、大屏幕显示服务器等。

通信网络 DCS监控级的信息传输系统。通信网络以地理位置和功能分散的控制站、操作管理站、工程师站等作为节点，按一定的拓扑结构互连，根据分层的通信协议，在传输介质上用确定的网络控制方法正确地传输信息，使各站共享系统的数据资源。DCS的通信网络是工业局域网络，采用同轴电缆、双绞线和光导纤维等传输材料。

网络拓扑结构 网络中各节点相互连接的结构。DCS

的通信网络常为星形、环形和总线形，如图 2 所示。大多数主网使用总线形和环形。

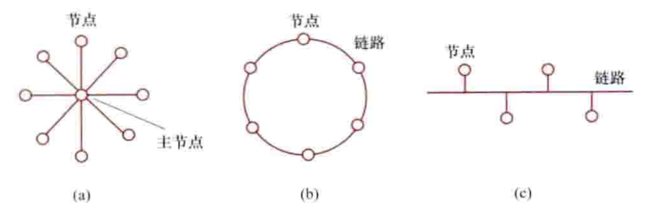


图 2 网络拓扑结构

（a）星形网；（b）环形网；（c）总线形网

（1）星形网络：以星形结构为基础的 DCS，将对网络有控制功能的中心计算机作为中央节点，或称主节点。由主节点管理网中所有通道，各节点间进行通信的信息均由主节点转发。普通节点是被动的，仅与主节点交换信息。主节点故障将使整个网络无法工作。

（2）环形网：各节点以封闭环方式相连接，信息沿环路单向传递，各节点具有存储转发功能，并可故障旁路，属于有源的点-点连接。常用双环结构，处于备用状态的环对在线环进行诊断，故障发生时自动切换，环形网通信方式灵活，对网络控制分散在各节点。

（3）总线网：将网络节点全部连接到一根共享的总线上，该总线通常称为高速数据通道（DHW），节点为无源多点连接。总线网一般使用广播方式工作，信息在总线上沿两个方向传输。总线常采用同轴电缆，带控制器和接口的工作站经收发器连到电缆接线盒。总线网采用竞争方法或令牌方法来使网中工作站取得发送信息权。

网络通信控制　网络中各节点信息传输的控制方式，通常分为集中控制和分布式控制两类。集中控制是指网络中有一专门的通信控制器或有一个具有控制整个网络的节点，控制各节点的通信，可通过优先中断、定时查询、随机呼叫等方式进行工作。分布式控制则是指网络中没有专门的集中控制器或可控制整个网络的节点，网络各节点之间的通信由各节点自身控制。在总线网和环形网中基本上都采用分布式控制。

应用功能　根据火电厂的工艺流程及管理特点，DCS 通常包括机组的数据采集系统（DAS）、模拟量控制系统（MCS）、顺序控制系统（SCS）及炉膛安全监控系统（FSSS）等。采用 DCS 对单元机组炉、机、电三大主机设备和主要辅机监视、控制和保护的主控系统如图 3 所示。

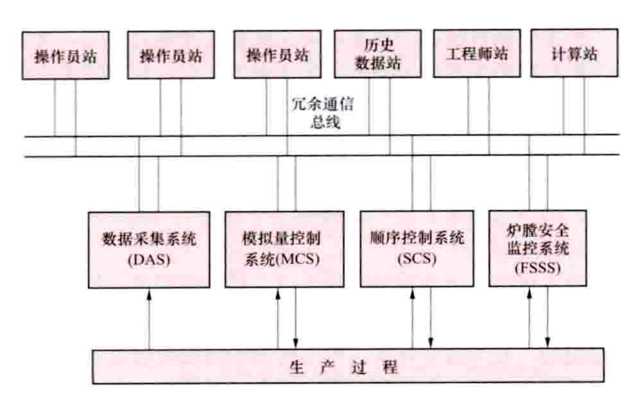


图 3 采用 DCS 的单元机组主控系统示意图

数据采集系统（DAS）　对工艺系统和设备的运行参数、状态进行检测，对检测结果进行处理、记录、显示和报警，对机组的运行情况进行计算和分析，并提出运行指导的监视系统（见计算机监视系统）。

模拟量控制系统（MCS）　实现锅炉、汽轮机发电机组及辅助系统参数自动控制的总称（见单元机组协调控制系统）。

顺序控制系统（SCS）　对机组的主机或某一工艺系统或主要辅机按一定规律（输入信号条件顺序、动作顺序或时间顺序）进行控制的控制系统。又称两位式控制系统或开关量控制系统。

炉膛安全监控系统（FSSS）　对锅炉（包括常压循环流化床）点火、燃烧器、油枪或气枪或床枪进行程序自动控制，防止锅炉（包括常压循环流化床）炉膛由于燃烧熄火、过压等原因引起炉膛外爆或内爆而采取的监视和控制措施的控制系统。它包括燃料安全系统和燃烧器控制系统。对煤粉（或燃油、燃气）锅炉，也称为燃烧器管理系统（burner management system，BMS）。

上述各功能子系统由 DCS 的控制站（含其他站）实现，通过数据通道联网，进行信息交换、共享数据，体现了分散分级控制的原则，并能对重要的参数和通信质量进行监督。

对于有两台及以上机组的电厂，其公用系统也由 DCS 进行控制，此时 DCS 的通信网络还将分别与相应的单元机组连接，运行操作人员通过单元机组的操作员站对公用系统进行监控。

汽轮机控制系统（DEH）采用与 DCS 相同的设备或硬件一体化的应用方案在火力发电厂越来越普遍。同时，DCS 在部分电厂取代可编程逻辑控制器（PLC）以实现对辅助车间系统的控制。

展望　DCS 进一步扩大在火电厂的应用范围，同时与其他技术相融合，例如进一步利用以太网以及其他通用产品、与现场总线技术进一步融合、优化控制软件的利用、开发适应无线网络技术的产品、安全防护技术的进一步完善等。

fenmeihui liyong

粉煤灰利用

（utilization of fly ash）　将燃煤电厂排放的原状粉煤灰，或经过适当加工后的粉煤灰作为资源部分或全部利用的技术和措施。

用于水泥生产　在水泥生产中粉煤灰的利用途径有两种：①代替一部分黏土用作水泥生料；②在熟料磨成水泥时用作混合材。

代替一部分黏土用作水泥生料　生产硅酸盐水泥的原料有石灰质原料、黏土质原料及校正原料（硅质校正原料及铁质校正原料）三大类。由于粉煤灰在化学组成上与天然黏土非常接近，所以在硅酸盐水泥生产中可以用粉煤灰代替一部分黏土质原料，其掺量一般小于 10%。

用作水泥混合材　见炉渣利用。

用作混凝土及砂浆掺合料　细粉煤灰在砂浆及混凝土中用作掺合料不仅能改善砂浆及混凝土的性能，提高工程质量，同时还能降低水泥用量，从而降低砂浆及混凝土的生产成本。粉煤灰已成为混凝土生产中一种不可缺少的成分，因

此被称为现代混凝土的“第六组分”(其余五种组分为水泥、水、砂子、石子、外加剂)。

中国国家标准GB/T 1596—2005《用于水泥和混凝土中的粉煤灰》将用于拌制水泥混凝土和砂浆的粉煤灰划分为Ⅰ级灰、Ⅱ级灰和Ⅲ级灰三个等级，并对各等级粉煤灰的品质做了具体规定。

粉煤灰在混凝土及砂浆中的掺量取决于混凝土及砂浆的品种、标号、粉煤灰的等级、取代系数等因素，按相关技术标准执行。

用于生产墙体材料 用粉煤灰(或炉渣)生产的墙体材料主要包括蒸养(压)粉煤灰砖、蒸压粉煤灰加气混凝土砌块及板、粉煤灰混凝土小型空心砌块和蒸养粉煤灰硅酸盐砌块。

蒸养(压)粉煤灰砖 以蒸养(压)粉煤灰砖以粉煤灰、细骨料(石屑、粗砂、炉渣、高炉矿渣、煤渣、废砖等)、激发剂(生石灰、石膏)为原料，经配料、加水搅拌、消化、轮碾、成型、养护、检验等工艺制成的一种实心灰渣砖。其公称尺寸与普通砖相同，强度等级分为四级，分别为7.5、10、15、20MPa。干排灰及储灰场的湿排灰均可用于粉煤灰砖的生产，如用湿排灰时，应控制其含水率不超过30%。每生产1m³成品砖，可利用粉煤灰800～1000kg。

蒸压粉煤灰加气混凝土砌块及板 粉煤灰加气混凝土是以粉煤灰为硅质材料，水泥、石灰为钙质材料，铝粉、松香、双氧水、漂白粉、皂角等为发气剂，经过磨细、配料、浇注、发气成型、坯体切割、蒸汽养护等一系列工序制成的一种轻质多孔建筑材料。按养护压力的不同，可分为常压养护和高压养护(蒸压养护)两种，中国大量生产的是蒸压养护粉煤灰加气混凝土。每生产1m³加气混凝土制品可利用300～500kg粉煤灰。

粉煤灰混凝土小型空心砌块 粉煤灰混凝土小型空心砌块是以粉煤灰、水泥、砂子、石子等为原料，利用小型空心砌块生产技术和设备，加水搅拌，经振动、振动加压或冲压成型，再经自然养护或蒸汽养护制成的砌块，它的主规格为390mm×190mm×190mm(其他规格由供需双方商定)，孔洞率一般为35%～45%。在采用砂石为集料的粉煤灰混凝土小型空心砌块中，粉煤灰的用量一般占水泥用量的10%～40%；而以燃煤电厂炉渣为集料的小型空心砌块，配比中炉渣及粉煤灰所占的比例可达85%以上。

蒸养粉煤灰硅酸盐砌块 蒸养粉煤灰硅酸盐砌块是以粉煤灰、石灰、石膏和骨料(主要为炉渣等工业废渣)等为原料，加水搅拌、振动成型、蒸汽养护制成的密实砌块。它的主规格外形尺寸为880mm×380mm×240mm，以及880mm×430mm×240mm。以炉渣和粉煤灰为主要原料的蒸养粉煤灰硅酸盐砌块中，灰渣所占的比例为85%以上。对灰渣的品质要求不高，满足JC 409—1991《硅酸盐建筑制品用粉煤灰》标准Ⅲ级及以上的粉煤灰均可利用，包括灰场湿排灰(只需控制其含水量不超过40%)。而作为集料用的炉渣的品质要求则不受该标准限制，只需要对炉渣粒径级配进行测试，并通过试验确定最佳配合比。

用于筑路 见炉渣利用。

粉煤灰微珠 将粉煤灰颗粒中的球形玻璃体颗粒通过分选分离出来的技术及工艺。在电子显微镜下观察可以发现，从形貌来看，粉煤灰颗粒可以分为形状规则的球形玻璃体颗粒、形状不规则的无定形玻璃体颗粒、多孔炭粒，以及由上述三种颗粒通过粘连或包裹而成的组合颗粒四种基本类型。不同粉煤灰中，四种基本颗粒所占的比例不同。

从粉煤灰中分离出微珠主要使用离心分离设备(分级机)，其中最常用的有两种。一种是美国莫勒(Monier)公司开发的Monier式分级机，采用涡旋离心分离原理设计，分级机内部无转动部件；另一种是分级机内部带有旋转涡轮的涡轮式离心分级机。

粉煤灰微珠的用途有：①在混凝土及砂浆中用作掺合料；②在塑料及涂料中用作填料。

粉煤灰选铝 从粉煤灰中提取氧化铝(氢氧化铝)、铝盐及其他物质的技术及工艺。从粉煤灰中选铝的工艺包括碱法、酸浸(溶)法、酸碱联合法、气体氯化法、电热(碳热)直接还原法五种。最常用的是碱法、酸浸法及气体氯化法三种。

粉煤灰选铁 从粉煤灰中选取富铁玻璃微珠的技术及工艺。X射线衍射分析表明，富铁玻璃微珠的矿物相由磁铁矿(Fe_3O_4)、赤铁矿(Fe_2O_3)和玻璃体组成。从粉煤灰中选取富铁玻璃微珠一般采用磁力分选方法，分为干法磁选和湿法磁选两种工艺。干法磁选常用的设备有单辊干式磁选机和永磁筒式磁选机等。干法磁选由于料层太厚，不易充分选取，回收率较低，同时由于粉尘的粘裹，选取的富铁玻璃微珠中含有较多的硅铝玻璃体颗粒，所以品位较低。湿法磁选常用的设备是半逆流永磁筒式磁选机，一般安装在湿式除尘器下方，灰浆利用落差自然流入磁选机进行分选。一般设粗选和精选两级磁选工序，以确保所选取的富铁玻璃微珠的品位。由于湿式除尘器已基本淘汰，而干灰调湿后再选铁不经济，并且影响尾灰的进一步综合利用，所以湿法磁选工艺已很少使用。

一般来说，粉煤灰中铁氧化物含量在5%以上即具有分选价值。从粉煤灰中选取的富铁玻璃微珠可用作炼铁原料、水泥原料(铁质校正原料)，以及用于重介质选矿。

fenmo shuzhi fugai guolüqi

粉末树脂覆盖过滤器 (powder resin precoated filter) 一种利用滤元表面覆盖的粉末树脂膜层的机械过滤作用去除凝结水中微小的腐蚀产物和悬浮物的设备，简称粉末树脂过滤器。

粉末树脂过滤器内部装填一定数量的线绕式滤元，将离子交换树脂粉末和纤维粉按一定比例混合后，利用铺膜系统将混合浆液均匀覆盖在滤元表面，形成用于过滤的膜层。随着运行时间的增大，截留在膜层表面的杂质越来越多，运行压差越来越大，最后需要用水和压缩空气将滤膜连同截留的腐蚀产物一起爆掉，这一过程称为“爆膜”。然后再次铺膜投入运行。

粉末树脂是由常规树脂再生后，经粉碎而成，使用时是一次性使用。纤维粉是一种特殊的水处理材料，与粉末树脂混合使用，充当过滤介质。粉末树脂和纤维粉既可以分开包装，铺膜前按照一定比例，用水混合后再使用；也可以先在加工厂中按照需要的比例混合好，在现场直接加入水中混匀

后铺膜。前者的好处是可以根据需要灵活调配树脂粉和纤维粉的比例，后者的优点是使用方便，铺膜速度快，不会出现混合不均的情况。

粉末树脂过滤器与管式过滤器滤元的结构和材质完全相同，均为聚丙烯线绕式滤元。不同点是粉末树脂过滤器主要依靠滤元表面覆盖的粉末树脂膜层的机械过滤作用，因此滤元精细度较低，常用过滤精细度为 10μm 和 50μm。

粉末树脂过滤器由于铺膜的树脂量少，除盐效果较差，但是对铁、铜等金属腐蚀产物和二氧化硅等悬浮物的去除效果较好，除铁效率可达 80%以上。大多应用于空冷机组凝结水处理中，一般作为前置过滤器与混合床等除盐设备配合使用。

参考书目

李培元．火力发电厂水处理及水质控制．北京：中国电力出版社，2008．

fengji

风机 (fan)

通风机的简称，是将原动机的机械能转变为气体能量的一种输送气体的机械。火力发电厂锅炉通风用的风机（送风机、引风机、一次风机和排粉风机等）也称电站风机。风机按作用原理可分为离心式、轴流式、混流式和横流式四种类型。用于电站风机的有离心式、轴流式和混流式三种，具有效率高、流量大、输出流量均匀等优点。

离心式风机　结构示意见图 1，主要由叶轮、主轴、机壳、集流器、调节器等组成。当原动机（一般用电动机）带动叶轮旋转时，气体经过集流器被轴向吸入，然后约折转 90°流入由叶轮叶片构成的流道，并随着叶轮旋转而获得离心力。在离心力作用下，气体获得能量（静压和动能）甩向机壳，并在机壳中将部分动能转变为静压能，最后从风机出口排出。

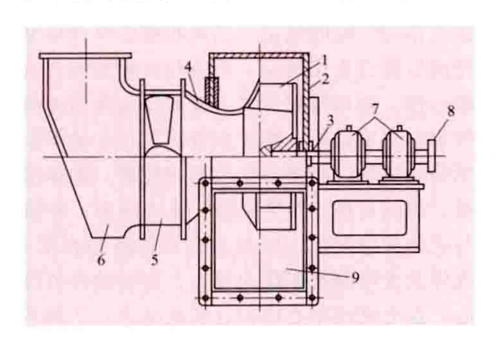


图 1　离心式风机结构示意
1—叶轮；2—机壳；3—主轴；4—集流器；5—调节器；6—进风室；7—轴承；8—联轴器；9—风机出口

轴流式风机　结构示意见图 2，主要由进气室、外壳、叶轮、导叶、扩压器、主轴等组成。当叶轮由原动机带动旋转时，气体沿轴向进入叶轮。在叶片升力作用下，使气体获得能量，流入导叶。导叶将部分偏转的气流动能转变为静压能，最后气流通过扩压器，将部分轴向气流动能转变为静压能，沿轴向流出扩压器。动叶安装角度能在风机运转中进行调节的称为动叶调节轴流风机［图 2（a）］；动叶在运转中不能进行调节而依靠叶轮前的可调导叶进行调节的称为静叶调节轴流风机［图 2（b）］。中国进口的第 1 台动叶调节轴流式风机于 1980 年在望亭发电厂 300MW 机组上应用。

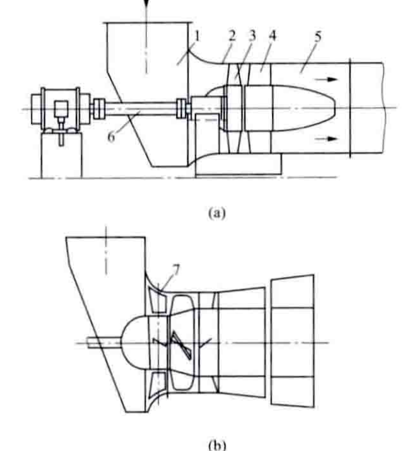


图 2　轴流式风机结构示意
（a）动叶调节；（b）静叶调节
1—进气室；2—外壳；3—叶轮；4—导叶；5—扩压器；6—主轴；7—可调导叶

混流式风机　亦称斜流式风机，由于其叶轮流道中气体的子午速度逐渐增大，因而又称子午加速轴流式风机。其结构示意见图 3。混流式风机与轴流式风机的差别是轮毂不是圆柱形而是圆锥形或其他曲面，也有主体风筒同为圆锥形的。气流沿轴向进入叶轮后，近似地沿着锥面流动，气体流动方向界于离心式与轴流式之间，兼有轴流式和离心式风机的特点，压力系数比轴流风机高而流量系数则比离心式风机大。其结构简单，但动叶本身不能调整，需借助叶轮前的可调叶片进行调节。

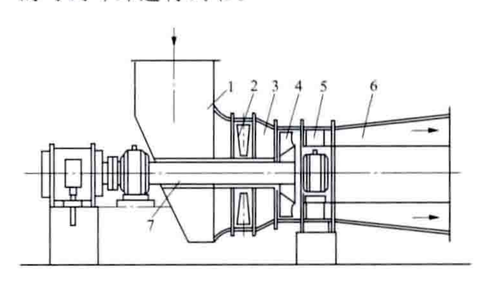


图 3　混流式风机结构示意
1—进气室；2—调节器；3—集流器；4—叶轮；5—导叶片；6—扩压器；7—主轴

风机的主要性能参数有流量、压力、功率、效率、转速和噪声。流量指单位时间内通过风机的气体容积或质量，分别称为容积流量（风量）和质量流量。气体在流过风机时，其容积流量将随着风机各流通截面上压力的增加而减少。通风机风量特指风机进口处的容积流量，用 q_V 表示，常用单位为 m^3/s、m^3/min、m^3/h。压力是指气体在风机内压力的升高值，有全压、静压、动压之分，单位为 Pa。风机全压为风机出口截面与风机进口截面全压差，以 p_{tF}表示。风机动压为风机出口截面气流平均速度的动压，以 p_{dF}表示。风机静压为风机全压与风机动压之差，以 p_{sF}表示。功率分有效功率、内功率和轴功率，单位为 kW。有效功率指单位时间内，气体从风机中所获得的总能量，用 P_e 表示；内功率指计入流动损失和泄漏损失单位时间里消耗于气体的功率，以 P_{in}表示；轴功率指驱动（原动机传给）风机主轴的功率，以 P_{sh}表示。风机效率一般指全压效率，是风机有效功率与轴功率之比，以 η_t表示。相应的还有内效率即有效功率与内功率之比，以 η_{in}表示。转速指单位时间内风机叶轮旋转的周数，以 n 表示，单位为 r/min。风机噪声指风机（不包括原动机）向周围大气和连接管道辐射的噪声总和，一般包括空气动力噪声和机械噪声两部分，以 A 声级和声功率级表示，单位为 dB。

风机性能曲线是在一定的转速和气体密度下，将风机的

图 4　离心式风机性能曲线

压力、功率和效率等主要性能参数随风机流量的变化关系绘制成的曲线。离心式风机、动叶调节轴流式风机和混流式风机的典型性能曲线分别示于图4～图6。从图中可见，轴流和混流式风机的失速区域（不稳定运行区域）

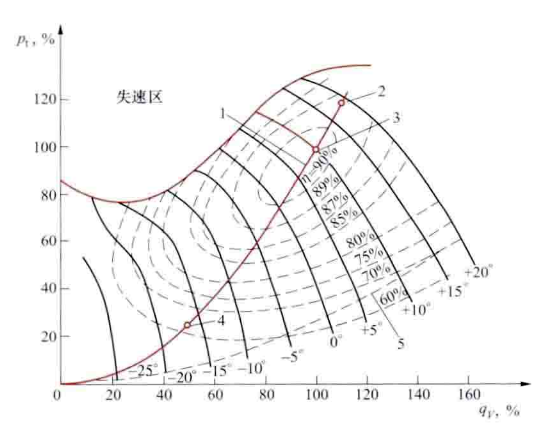


图 5　动叶调节轴流式风机性能曲线

较大，在选用它们作为电站风机时，应注意留有足够的失速裕量，保证在锅炉各种运行工况下都不会落入失速区运行。否则叶片可能受到交变的气流作用力而导致损坏。动叶调节轴流式风机应装有失速报警装置，混流式风机最好选用带有防失速装置的风机。

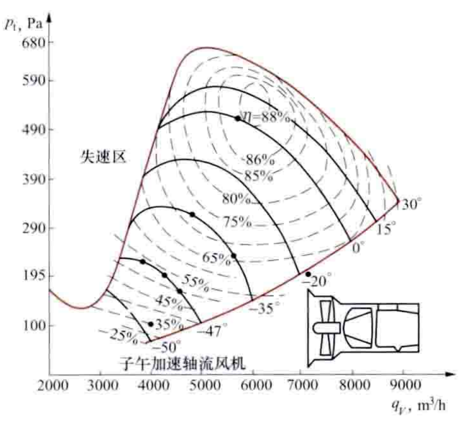


图 6　混流式风机性能曲线

fengji anzhuang

风机安装　(fan installation)　火电厂用风机有离心式、轴流式和混流式三种，均为典型的卧式转动机械，安装工艺为转动机械的通用工艺。

离心式风机安装　主要步骤是台板及轴承座安装、转子安装、机壳和集流器安装、电动机找正、油系统安装、调节挡板安装。在转子安装前先将机壳下半部就位，转子就位找正后，再安装机壳上半部，找正时应保持机壳垂直。轴承座安装应调整好水平度，转子就位后检查和调整各轴承间隙符合技术要求。集流器位于机壳进风处，以叶轮为准找正其相对的径向圆周间隙和轴向位置，找正后与机壳连接。调节挡板应顺气流方向安装，否则气流在挡板处急转弯会造成很大的风压损失。

轴流式风机安装　安装顺序一般为进气箱、机壳及扩压器就位，轴承组件安装，叶轮安装，调节驱动装置安装，电动机找正，油系统安装。先将进气箱就位找正，然后将轴承组件穿入进气箱，放在轴承座上。以推力轴承为基准找正转子水平度，引风机应预先将承力轴承降低热膨胀上升值的1/3～1/2。此后安装叶轮，叶片与机壳之间的间隙应符合设计要求。动叶调节器安装时，使其连接杆与立轴同心，转换体在导柱上滑动灵活，动作试验检查调整方向正确，叶片转动角度与调节装置的指示一致。

混流式风机安装　安装工艺与轴流式风机相近。

fengji jianxiu

风机检修　(fan maintenance)　对风机进行的定期检验与维修。风机依据工作原理的不同分为离心式风机和轴流式风机，普遍存在轴承温度偏高、振动较大、动叶卡涩等主要问题。由于输送介质的不同，引风机还存在叶轮叶片磨损等问题，应结合设备运行周期，定期进行风机检修。

离心式风机检修　离心式风机的主要检修项目有：①联轴器检修：对联轴器组件进行检查，测量并记录原始间隙；②叶轮与集流器检修：主要检查叶片焊缝有无裂纹、磨损，集流器与叶轮的轴向、径向间隙应符合标准要求，轮毂与叶轮前后盘的连接情况，轮毂与主轴的配合情况检查等；③主轴检修：轴颈装配尺寸、弯曲度及椭圆度测量，应符合标准要求，主轴键槽及螺纹检查修复；④轴承箱及轴承检修：轴承箱体清洗，测量并记录原始间隙；轴承清洗检查，游隙测量，超标更换；箱体回装，推力间隙、膨胀间隙和轴承外环与壳体间隙调整，冷却水套及管路检查疏通；⑤壳体检修：壳体及支撑的磨损情况检查，机壳轴封处理；⑥联轴器找中心：百分表找中心应符合标准要求；⑦调节挡板检修：对挡板轴及挡板的磨损检查，超标进行修复或更换处理；开关灵活性检查；开关严密性检查；开关指示的准确性检查；挡板轴轴封严密性检查；⑧叶轮静平衡试验，应符合标准要求；⑨风机试运：测量风机振动，进行动平衡校验，同时对轴承温度、风机振动、有无异常声音、挡板开关灵活性、有无渗漏等方面进行检查。

轴流式风机检修　轴流式风机的检修内容部分与离心式风机相同，不同部分的重点检修项目有：①动叶片检修：清理叶片，无损着色探伤检查；叶柄螺栓紧力校验；叶柄衬套检查，超标更换；叶柄轴承清洗检查，润滑脂添加；检查轮毂与轴的配合；检查叶片转动的灵活性；②调节机构检修：检查输入、输出轴与执行机构的连接情况；推力盘磨损情况检查；推力瓦块的磨损情况检查；平衡重检查；导向销检查；液压缸体检查；液压缸校对中心；液压油管路及组件检查；③导叶检修：导叶磨损情况测量；导叶牢固性检查；导叶密封的严密性检查；④液压油站检修：液压油更换；油泵

解体检修；滤芯清洗、更换；油管路及组件检修；⑤动叶片端部与壳体间隙测量与调整，符合间隙要求；⑥动叶片开关校对，符合设计标准要求。

fengji xuanze

风机选择 (fan selection)

根据锅炉和煤粉制备系统的需要，确定燃烧系统各风机的类型、台数和规范。

风机选择原则 风机的选择依据与锅炉或煤粉制备设备在各种运行工况下所匹配的风量、压头，以及工作介质的含尘量和耐磨要求。通常按设计点、最大连续出力（相应于锅炉的最大连续出力工况或磨煤机的最大出力工况）、部分负荷（如75%、50%）等工况点列出风机选型参数表，根据机组负荷特性及风机特性、耐磨要求等因素，对风机运行经济性、设备（包括电动机）投资及检修维护条件等进行综合技术经济比较后确定。

引风机及设置回转式空气预热器并采用热风再循环系统的送风机或一次风机，还需要考虑烟气含尘量或再循环热风带灰的防磨要求。

风机选型 风机型式通常有单速离心式、双速离心式、静叶可调轴流式和动叶可调轴流式等几类，动叶可调轴流式可以通过调整叶片改变风量及风压，以适应负荷变化。

燃烧系统的风机有：烟风系统的送风机和引风机；脱硫系统的增压风机；煤粉制备系统的一次风机、中间储仓式制粉系统中的排粉风机；磨煤机的密封风机；锅炉点火油枪、火焰检测器等设备的冷却、密封风机；循环流化床锅炉的高压流化风机。

送风机选型 又称为二次风机，每台锅炉一般设置2台送风机，不设备用。当采用三分仓空气预热器时，风量裕量不低于5%，另加温度裕量，压头裕量不低于15%。当采用两分仓或管箱式空气预热器时，送风机的风量裕量为10%，另加温度裕量，压头裕量为20%。对燃烧低热值或低挥发分煤的锅炉，还应当验算在单台送风机运行工况下能满足锅炉最低不投油稳燃负荷时的需要。循环流化床锅炉的二次风机，风量裕量不低于20%，另加温度裕量，压头裕量分段选取。

煤粉锅炉的送风机通常选用动叶可调轴流式，也可选用调速离心式风机；循环流化床锅炉的二次风机通常选用调速离心式风机。

引风机选型 每台锅炉一般设置2台引风机，不设备用。负荷工况变化大、燃料结构复杂时，引风机台数可多于2台。引风机的风量裕量不低于10%，另加10～15℃的温度裕量。引风机的压头裕量不低于20%。在计算风机的基本风量时，按燃用设计煤种、锅炉最大连续蒸发量时的烟气量、制造厂保证的空气预热器运行1年后烟气侧漏风量及锅炉烟气系统漏风量之和确定。对燃烧低热值或低挥发分煤的锅炉，还应验算在单台引风机运行工况下能满足锅炉最低不投油稳燃负荷时的需要。

300MW级及以上机组的引风机通常选用轴流式风机，300MW级以下机组可选用调速离心式风机，但应进行预防锅炉内爆工况的安全性评估。大容量锅炉也可采用给水泵汽轮机驱动引风机。

脱硫增压风机 按锅炉容量设置1～2台脱硫增压风机，不设备用。风量裕量不低于10%，另加不低于10～15℃的温度裕量；压头裕量不低于20%。

增压风机一般选用轴流式风机，当不设烟气旁路且工程条件允许时，可与引风机合并设置。

一次风机选型 每台锅炉一般设置2台一次风机，不设备用。风机的设计裕量与制粉系统型式有关：当采用正压直吹式制粉系统时，风量裕量为20%～30%，另加温度裕量，压头裕量为20%～30%；当采用储仓式制粉系统时，风量裕量为20%，另加温度裕量，压头裕量为25%。在计算风机的基本风量时，均按燃用设计煤种、锅炉最大连续蒸发量时所需一次风量和制造厂保证的空气预热器运行1年后一次风侧的漏风量，加上需由一次风机所提供的全部磨煤机密封风损失量来考虑。循环流化床锅炉的风量裕量不低于20%，另加温度裕量，压头裕量宜分段选取。

一次风机可采用动叶可调轴流式或调速离心式风机。对600MW级及以上机组一般采用动叶可调轴流式，循环流化床锅炉通常选用调速离心式风机。

排粉风机选型 排粉风机的台数与磨煤机台数相同。排粉风机的风量裕量不低于5%，压头裕量不低于10%。通常采用耐磨离心风机。

密封风机选型 当中速磨煤机和双进双出钢球磨煤机正压直吹式制粉系统需设置密封风机时，每台锅炉设置不少于2台，其中1台为备用；当每台磨煤机均设置密封风机时，可不设备用。密封风机的风量裕量不低于10%，压头裕量不低于20%。

冷却风机选型 用于向炉膛安全监控系统中的火焰检测器提供冷却风。冷却风机通常选用2台离心式风机，1台运行、1台备用；风机的风量裕量与压头裕量应满足锅炉火检装置冷却要求。

高压流化风机选型 用于循环流化床锅炉向物料再循环系统、底灰冷却器、外置式热交换器等提供流化风。其数量根据技术经济比较后确定，并配置1台同容量的备用风机；风量裕量不低于20%，压头裕量不低于20%。高压流化风机通常选用离心式风机或罗茨风机。

fengshan momeiji

风扇磨煤机 (beater wheel mill)

利用高速旋转的冲击叶轮将煤磨成煤粉的机械设备。风扇磨煤机的结构如图1所示。原煤送入磨煤机前的干燥剂管道中，借助高温炉烟或热风进行初步干燥，然后进入磨煤机。煤沿着冲击轮内缘进入，在与冲击轮撞击和煤粒相互摩擦的作用下被粉碎，同时也完成了干燥过程。煤粉经粗粉分离器分离后，合格的煤粉由干燥剂带至燃烧器，分离下来的粗粉粒经回粉管回到磨煤机重新碾磨。

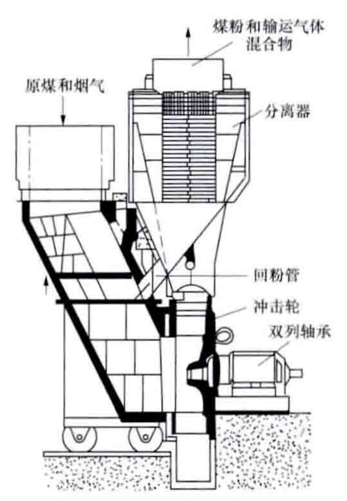


图1 风扇磨煤机结构

风扇磨煤机转速高达

420～1000r/min，叶轮周速为85～90m/s，属高速磨煤机，其冲击轮起强烈的通风作用，使煤在磨煤机中多处于悬浮状态，干燥能力很强。冲击轮上的打击板与一般风机叶轮上的直叶片相似，旋转时可使风扇磨煤机产生1.4～2.0kPa的自通风压头，利用该压头可抽取部分高温炉烟作干燥剂并可将风粉混合物作为一次风喷入炉膛。加入炉烟还能抑止煤粉爆燃事故。

风扇磨煤机适用于磨制高水分褐煤。其煤粉细度可在$R_{90}=25\%\sim60\%$范围内调节。风扇磨煤机在德国得到广泛应用，并发展出S、N两个系列，S系列适用于水分低于40%的硬质褐煤，N系列适用于水分为40%～70%的高水分褐煤及木质煤。为了提高冲击轮寿命和磨煤出力，当磨制含砂石量较多的褐煤时，大型风扇磨煤机可设置前置锤。电厂中应用的风扇磨煤机见图2。

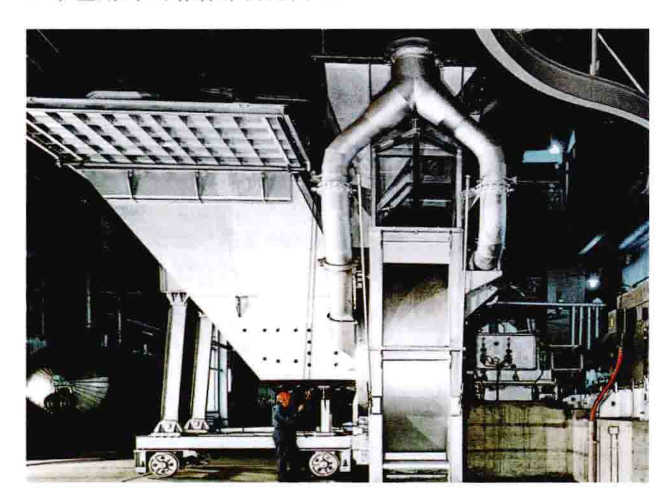


图2　风扇磨煤机外形

风扇磨煤机结构简单、尺寸紧凑、占地小，由于冲击轮的送风作用可省掉排粉风机（或一次风机），故电耗低，磨制褐煤时能耗约为11～13kW·h/t。突出的缺点是高速旋转的冲击板磨损严重，寿命短，一般只有500～3000h，需频繁检修，更换叶轮。因此电厂需配备有备用叶轮和完善的叶轮检修车间和更换叶轮的专用工具。

fuhe baohu

伏/赫保护　（V/Hz protection）　限制同步发电机电压与频率的比值，避免发电机和相连的变压器铁芯过热。其作用是防止发电机在空载、甩负荷或起动期间因过励磁使发电机和变压器的铁芯因磁通过饱和而引起的过热。

发电机、变压器中磁通密度$B=K\dfrac{U}{f}$，即工作磁通密度与电压U和频率f的比值成比例，电压升高或频率下降都将使工作磁密增加，因此限制电压与频率的比值可限制铁芯的饱和程度。

伏/赫保护与伏/赫限制装置配合起保护作用。

fushe huanre

辐射换热　（radiation heat transfer）　以辐射方式进行的物体间的热量传递，是传热学研究的重要内容之一。

辐射是通过电磁波来传递能量的过程。各种电磁波都以光速在空间传播。不同电磁波的波长（λ）或频率（f）有所不同。热辐射是由于物体内部微观粒子的热运动而使物体向外发射辐射能的现象，物体热辐射的电磁波波长主要位于0.1～100μm之间。

主要参数　衡量物体辐射能力最常用到的是辐射强度和辐射力。

辐射强度　单位时间内单位投影面积的物体表面所发出的包含在单位立体角内的所有波长的辐射能，又称为定向辐射强度。对某一波长辐射能而言的辐射强度称为单色辐射强度。

辐射力　单位时间内单位面积的物体表面向半球空间发射的全部波长的辐射能的总和称为该物体表面的辐射力。单位时间内单位面积的表面向某方向发射的单位立体角内的全部波长的辐射能称为定向辐射力。单位时间内单位面积的物体表面向半球空间发射的某一波长的辐射能称为单色辐射力。

基本定律　物体具有对热辐射的吸收、反射和透射的能力。如入射到物体表面的辐射热流为q，则被表面反射的热流为q_ρ，被物体吸收的热流为q_α，其余q_τ将透射过物体。q_ρ、q_α、q_τ与入射热流q的比值分别称为反射率、吸收率、透射率，并依次用符号ρ、α和τ表示（见图1）。根据能量守恒定律，应有关系式：$\rho+\alpha+\tau=1$。吸收率$\alpha=1$的物体称为绝对黑体，简称黑体。反射率$\rho=1$的物体称为镜体（当为漫反射时称为白体）。透射率$\tau=1$的物体称为绝对透明体，简称透明体。

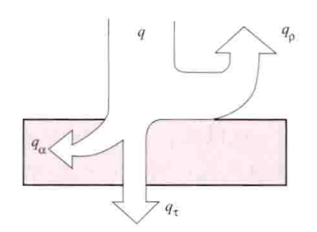


图1　物体的基本辐射特性

辐射换热的基本定律有普朗克定律、维恩位移定律、斯忒藩-玻耳兹曼定律、基尔霍夫定律、兰伯特余弦定律等。

普朗克定律　M.普朗克（Max Planck，1858—1947）根据量子理论导出了真空中黑体的单色辐射力与波长及温度的函数关系式，即

$$E_{b\lambda}=\frac{C_1\lambda^{-5}}{\exp\left(\dfrac{C_2}{\lambda T}\right)-1},\ \mathrm{W/m^3} \tag{1}$$

式中λ为波长，m；T为黑体温度，K；$C_1=3.743\times10^{-16}$ W·m²；$C_2=1.4387\times10^{-2}$m·K。

按公式得到的黑体单色辐射力分布见图2。可以看到，在工程常见的温度范围内（约2000K以下），波长$\lambda=0.8\sim10\mu$m的红外线在热辐射中占主导地位，而波长$\lambda=0.38\sim0.76\mu$m的可见光能量相对较小。图上每条曲线以下的面积即表示相应温度下黑体的总辐射力$E_b=\int_0^\infty E_{b\lambda}d\lambda$。显然，黑体的总辐射力随温度上升而迅速增大。

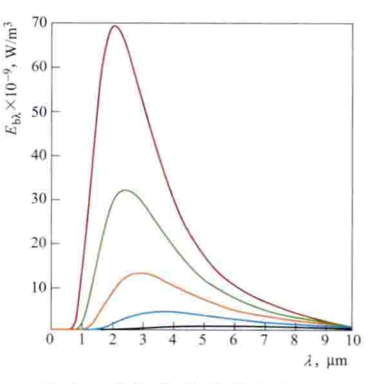


图2　黑体单色辐射力与波长、温度的关系

维恩位移定律　W. 维恩（Wilhelm Wien，1864—1928）从理论上导出对应于最大黑体单色辐射力的波长（λ_m）与温度（T）的关系式，即

$$\lambda_m T = 2897.6\mu m \cdot K \quad (2)$$

该式表明，温度值提高，辐射力的最大峰值往较短的波长方向移动，λ_m 与 T 成反比。

斯忒藩-玻耳兹曼定律　J. 斯忒藩（Josef Stefan，1835—1893）与 L.E. 玻耳兹曼（Ludwig Eduard Boltzmann，1844—1906）分别由实验和热力学理论得知黑体辐射力（E_b）与温度（T）的四次方成比例，即 $E_b = \sigma T^4$，W/m^2。式中 $\sigma = 5.6688 \times 10^{-8} W/(m^2 \cdot K^4)$，称为斯忒藩-玻耳兹曼常数。这个定律也可直接由普朗克定律积分得到。

基尔霍夫定律　实际物体的辐射力总是小于同温度下黑体的辐射力。实际物体总辐射力与相同温度下黑体总辐射力的比值定义为总发射率或黑度（$\varepsilon = E/E_b$），实际物体单色辐射力与相同温度下黑体单色辐射力的比值定义为单色发射率或单色黑度（$\varepsilon_\lambda = E_\lambda/E_{b\lambda}$）。G.R. 基尔霍夫（Gustav Robert Kirchhoff，1824—1887）通过人造空腔实验（见黑体辐射）揭示了吸收辐射能力越强的物体，发射辐射能力也就越强；在整个体系处于热平衡状态下，实际物体的吸收率等于发射率，即 $\alpha = \varepsilon$。在温度相同的物体中，黑体吸收辐射能的能力最强，发射辐射的能力也最强，即 $\varepsilon = \alpha = 1$。

实际物体的发射率或黑度与材料的种类、表面状况、波长、温度等有关。当物体的吸收率或发射率（或黑度）不随波长而变化时，这种物体称为灰体。灰体与黑体都是理想化物体。实际物体的单色辐射力随波长的变化规律不同于黑体和灰体（见图 3）。尽管如此，在工程常见的温度范围内（约 2000K 以下），许多工程材料在红外线辐射范围内都可近似地视作灰体。灰体的辐射力公式可写为

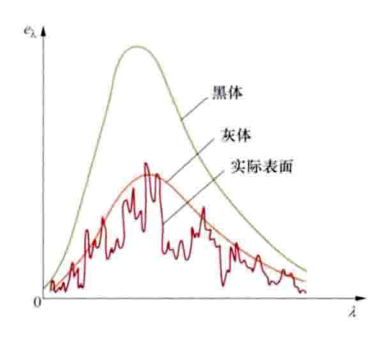


图 3　黑体、灰体和实际表面的单色辐射力比较

$$E = \varepsilon\sigma T^4, \quad W/m^2 \quad (3)$$

兰伯特余弦定律　J.H. 兰伯特（J. H. Lambert，1728—1777）指出黑体的辐射强度与方向无关，半球空间各方向上的辐射强度都相等；黑体在与表面法向成 φ 角上的辐射力（E_φ）与表面法向上的辐射力（E_n）之比值跟方向角 φ 成余弦关系，即

$$E_\varphi = E_n \cos\varphi, \quad W/m^2 \quad (4)$$

它表明黑体在法线方向上的辐射力最大。

辐射热交换　辐射换热是热工设备中的重要换热方式。常遇到的问题有两类：固体表面间的辐射换热和固体表面与气体间的辐射换热。

固体表面间的辐射换热　漫射灰体表面 1 对与其构成封闭系统的漫射灰体表面 2 的辐射换热量 $Q_{1,2}$ 可以用斯忒藩-玻耳兹曼定律公式表示为

$$Q_{1,2} = \frac{A_1 F_{1,2}(E_{b1} - E_{b2})}{1 + F_{1,2}\left(\frac{1}{\varepsilon_1} - 1\right) + F_{2,1}\left(\frac{1}{\varepsilon_2} - 1\right)} = \frac{A_1 F_{1,2}\sigma(T_1^4 - T_2^4)}{1 + F_{1,2}\left(\frac{1}{\varepsilon_1} - 1\right) + F_{2,1}\left(\frac{1}{\varepsilon_2} - 1\right)}, \quad W \quad (5)$$

式中 T_1、T_2、ε_1、ε_2 和 A_1、A_2 分别是漫射灰体表面 1 和 2 的温度、黑度及换热表面积。$F_{1,2}$、$F_{2,1}$ 为辐射角系数，对于两个平行的无限大平板，$F_{1,2} = F_{2,1} = 1$；对于两个同心圆球或两个同轴无限长圆柱，若内外表面积分别为 A_1 和 A_2，则 $F_{1,2} = 1$，$F_{2,1} = A_1/A_2$。其他情况下的辐射角系数的值可查阅有关手册。此外，角系数的值还可以根据相对性原理，由关系式：$A_1 F_{1,2} = A_2 F_{2,1}$ 进行推算。

电模拟网络法是这类辐射换热的有效计算方法。如果把换热量 Q_{12} 比拟为电流，把辐射力差 $E_{b1} - E_{b2}$ 比拟为电位差，把 $\frac{1}{A_1 F_{1,2}}$、$\frac{1-\varepsilon_1}{\varepsilon_1 A_1}$ 和 $\frac{1-\varepsilon_2}{\varepsilon_2 A_2}$ 比拟为电阻，则两个漫灰表面平板间的辐射换热可由电网络模拟（见图 4）。

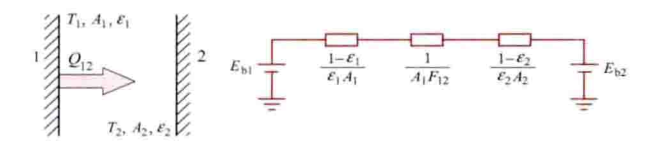


图 4　电模拟网络图

固体表面间的辐射换热除几何因素外，主要取决于表面黑度。对于辐射和吸收过程来说，绝大多数固体和液体都是在很薄的表面层中完成的，与内部状态无关，所以有关系式 $\rho + \alpha = 1$。固体表面黑度与材料的性质、表面氧化程度和粗糙度等有关，例如：非导体的黑度一般都比金属导体的高，油漆、橡胶、石棉、石灰石、纸、石英以及木材等的黑度一般都在 0.8 以上；抛光的铜或抛光的其他金属表面的黑度都在 0.05 以下，而呈黑色的氧化铜表面黑度可达 0.78。

气体与固体表面间的辐射换热　气体的反射通常可以忽略，因此有：$\alpha + \tau = 1$。气体辐射具有两点不同于固体辐射的特性：①气体辐射对波长具有选择性，气体的辐射光谱是不连续的，而且不同气体的辐射特性迥然不同，如由同种原子组成的惰性气体（如 He、Ne、Ar 等）和对称结构的双原子气体（如 H_2、O_2、N_2 等）在中等温度条件下基本上没有发射和吸收辐射能的能力，对热射线是透明的；由不同种原子组成的非对称结构的气体（如 CO，CO_2，H_2O，SO_2，…）都具有不同程度的发射和吸收辐射的能力。②气体的发射和吸收辐射是在整个容积中进行的，气体的发射和吸收辐射的能力取决于气体本身的状况以及热射线在气体容积中的行程，即气体的黑度将与气体的种类、气体的状态参数（如压强、温度）和气体层厚度有关。在实际计算中，一般采用公式 $\varepsilon_g = 1 - \exp(-KpL)$ 来计算气体黑度，式中 p 为气体压力；L 为气体层厚度；K 为气体层的辐射减弱系数，它与气体的成分和温度有关。

火焰辐射　气体辐射的一种特例，也是热能动力学科特别关注的辐射形式。火焰一般可分为发光火焰和不发光火焰

两类。不发光火焰的黑度可直接使用前述公式，K 值可查阅有关资料进行计算。对于发光火焰，如燃油火焰中析出的炭黑和煤粉火焰中的焦炭和灰的粒子都有比气体辐射强得多的辐射能力，这时在组成总辐射减弱系数 $\sum K$ 中，除分辐射减弱系数 K_{CO_2}、K_{H_2O} 等外，还要计入固体发光颗粒的减弱系数 K_{ash}、K_C。在实际工程中，炉膛的辐射换热计算是很复杂的，这不仅是因为炉膛的形状不规则，气体的成分复杂，而且整个空间的温度差异很大，因此暂时还没有一种准确而又成熟的计算方法。

参考书目

杨世铭，陶文铨．传热学．4 版．北京：高等教育出版社，2006.

fushe jiaoxishu

辐射角系数 (radiative angle factor)

辐射换热时一个表面发射的辐射能中直接到达另一表面的份额，简称角系数，以符号 $F_{a,b}$ 表示。下角标 a，b 表示辐射能将由表面 a 投射到表面 b。辐射角系数与所研究的两个物体的几何形状和相对位置直接相关，是计算表面辐射换热不可缺少的一个无因次量。

因为以电磁波形式传递的辐射能是直线行进的，所以当表面辐射具有漫射性质（即服从兰伯特余弦定律）时，可得到如下的数学定义式。

对于如图所示的两个微元面积 dA_1 和 dA_2 有

$$F_{dA_1,dA_2}=\frac{\cos\beta_1\cos\beta_2}{\pi r^2}dA_2 \tag{1}$$

$$dA_1F_{dA_1,dA_2}=dA_2F_{dA_2,dA_1} \tag{2}$$

对于微元面积 dA_1 和一个有限表面 A_2 有

$$F_{dA_1,A_2}=\int_{A_2}\frac{\cos\beta_1\cos\beta_2}{\pi r^2}dA_2 \tag{3}$$

$$dA_1F_{dA_1,A_2}=A_2F_{A_2,dA_1} \tag{4}$$

对于两个有限表面 A_1 和 A_2 有

$$F_{A_1,A_2}=\frac{1}{A_1}\int_{A_1}\int_{A_2}\frac{\cos\beta_1\cos\beta_2}{\pi r^2}dA_1dA_2 \tag{5}$$

$$A_1F_{A_1,A_2}=A_2F_{A_2,A_1} \tag{6}$$

式中 $\cos\beta_1$、$\cos\beta_2$ 分别为表面 1 和表面 2 与计算点的法线与两计算点连线的夹角余弦；r 为两点间距离。它们相应地表示为

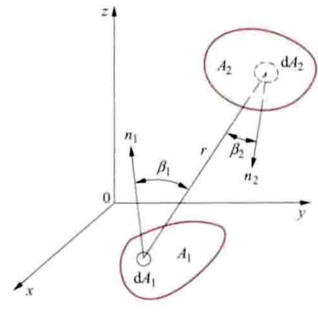
$$\cos\beta_1=\frac{l_1(x_2-x_1)+m_1(y_2-y_1)+n_1(z_2-z_1)}{r} \tag{7}$$

$$\cos\beta_2=\frac{l_2(x_2-x_1)+m_2(y_2-y_1)+n_2(z_2-z_1)}{r} \tag{8}$$

$$r^2=(x_2-x_1)^2+(y_2-y_1)^2+(z_2-z_1)^2 \tag{9}$$

式中 (x_1, y_1, z_1)、(x_2, y_2, z_2) 分别为表面 1 和表面 2 上计算点的坐标；l_1、m_1、n_1 和 l_2、m_2、n_2 分别为 x、y、z 坐标轴与点 (x_1, y_1, z_1) 和 (x_2, y_2, z_2) 处表面法线的角余弦。

角系数定义式中出现多重积分，解析计算通常比较困难，某些情况下要求助于数值计算。针对不同情况，已研究得到很多实用而有效的角系数计算方法。如应用环路积分法，可以根据斯托克斯定理简化重积分的运算，变面积分为线积分；对于比较典型的规则表面，利用代数分析法可能得到角系数；此外还有图解法、模拟法等。某些工程技术上经常遇到的角系数数值及代数分析法的有关资料已被列成专门的图表，可供查找使用。



角系数计算的几何关系

参考书目

杨世铭，陶文铨．传热学．4 版．北京：高等教育出版社，2006.

fushe xuanzexing

辐射选择性 (selectivity of radiation)

气体通过增加或释放储存在分子内部的某种能量而选择性地吸收或辐射某些特定波长范围内的辐射能。是气体所独具的辐射特性之一。

几乎所有固体和液体都具有连续频谱的辐射特性，即能吸收向其投射的全部波长的射线能量。气体则不然，气体辐射的波长不连续，带有选择性。通过气体分子转动或原子振动的改变、电子轨道的改变以及原子核排列的改变等，以气体的选择性频谱形式表现出辐射中能量子的不连续性。在吸收入射气体的辐射能时也是如此，只有那些与其本身具有的能级相呼应的频带范围内的能量才能被其吸收。

通常因原子核的排列改变导致的能级跃迁最大，即能量子最大；而由分子转动或原子振动改变所引起的能级跃迁最小，即能量子最小。根据 M. 普朗克（Max Planck，1858—1947）的量子理论，跃迁的能量与其频率成正比。因此，在一般的工程应用温度范围内（2000K 以下），以分子转动或原子振动的变迁为主要形式的热辐射，具有比高温下（如太阳表面温度）辐射的可见光和紫外线更长的波长（0.8～100μm）。

因为一般气体原子总是带有电荷的，所以在它们转动或振动时就像是无数个微小的电磁发生体一样传送辐射波。气体分子的结构不同，它们的辐射频谱也不相同。图 1 和图 2 给出了 CO_2 和水蒸气的选择性辐射频谱。而由同种原子组成的单质性气体（如 H_2、O_2、N_2 等），包括单原子气体（如 He、Ne、Ar 等），因其本身不携带自由电荷，所以它们在辐射过程中基本上是透明的，既不辐射能量，也不吸收能量。

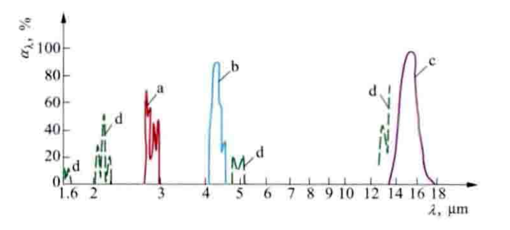


图 1 CO_2 的吸收频带

气层厚度：a—5cm；b—2cm；c—6.3cm；d—100cm

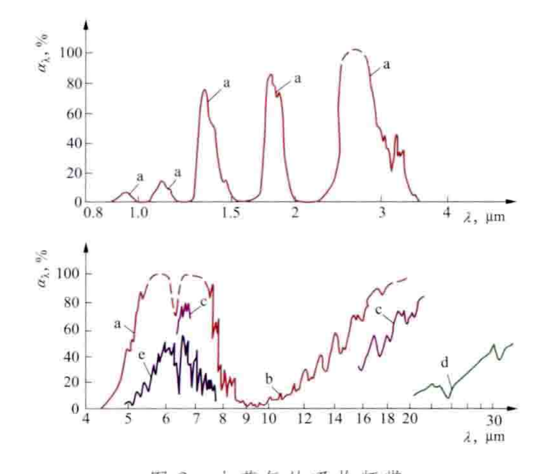


图 2 水蒸气的吸收频带

a—400K，109cm；b—400K，104cm；c—400K，32.4cm；d—354K，32.4cm（水蒸气与空气混合，相当于纯水蒸气层厚 4cm）；e—室温，220cm（湿空气，相当于纯水蒸气在大气环境下层厚 7cm）

参考书目

刘伟，周怀春，杨昆，等．辐射介质传热．北京：中国电力出版社，2009.

fuzhu lengqueshui xitong

辅助冷却水系统 （autiliary cooling water system）

火力发电厂中除凝汽器循环冷却水以外所有冷却器和机械轴承用的冷却水系统。按与循环水系统供水关系可分为开式冷却水系统、闭式冷却水系统和开闭式结合冷却水系统。按冷却方式可分为湿式系统和干式系统。

对于采用直流或湿式循环冷却水系统的机组，辅助冷却水系统水源一般取自汽轮机冷却水系统。对于汽轮机排汽冷却采用空冷系统的机组，需设置单独的辅助冷却水循环系统，一般采用机械通风冷却塔的冷却方式。可选择采用开式或闭式的湿式冷却水系统，或根据节水要求选择干式冷却型式。

开式冷却水系统 从循环水进水管引接，使用后排回循环水回水管的辅助冷却水系统，实质上是直流冷却水系统或湿式循环冷却水系统的分支。适用于利用淡水作为冷却水系统水源、水质不经处理或简单处理后可作为辅助冷却水的发电厂。其特点是系统比较简单，可以公用水系统或补给水系统作为备用，在夏季可掺入低温水以保持较低的运行水温；但系统水质不稳定，有结垢的可能。

闭式冷却水系统 辅助冷却水系统自成一个闭式循环的系统。主要有三种方式：①水-水换热器系统，用循环水作为冷却水源，通过水-水换热器冷却辅助冷却水。适用于以海水做循环水或循环水水质不能满足辅助冷却水要求的情况。采用水-水换热器系统的水温比循环水水温高约 4～5℃，各种辅机冷却器的设计需要满足较高水温的要求。②独立设置的辅助冷却水循环系统，一般由机械通风冷却塔直接冷却辅助冷却水，不设水-水换热器，通常应用于空冷机组。③干式冷却系统，设专用的散热器和空气进行换热，冷却原理与间接空冷系统相同。在缺水地区为减少耗水量而采用干式冷却，节省蒸发、风吹和排污的水量损失。但水温受夏季环境气温的制约，通常在寒冷地区采用，以防止水温难以满足辅机冷却器的运行要求。

闭式循环水一般采用软化水或除盐水作为辅助冷却水，可减少设备的污垢和水垢，保证设备的传热效率及减少维护工作。闭式冷却水系统相对于开式系统比较复杂。

开闭式结合冷却水系统 为充分利用两种系统的优点，根据冷却器和机械轴承对水量、水质和水温的不同要求，分别采用开式和闭式系统。开式系统用于对水质要求较低、水温要求较严的大流量冷却器，如汽轮机润滑油冷却器和发电机空气冷却器等。闭式系统用于冷却水量较小、水质要求较高，但对温度要求不严格的冷却器，如取样冷却器、空气压缩机冷却器和机械轴承等。以淡水作为循环水水源的大型机组多采用这种系统。

fuzhu raozu lici

辅助绕组励磁 （excitation with supplementary winding） 励磁电源取自嵌在同步发电机定子槽楔上的辅助绕组的一种自复励整流励磁方式。结构特点是把相复励变压器和线性电抗器都装在发电机定子铁芯的背部。“P”线棒布置在发电机铁芯内选定的定子绕组槽楔顶部（见图 1）。“P”线棒中的电动势是由发电机气隙磁通产生的，它提供空载情况下发电机所需的全部励磁。电流源向相复励变压器的“C”绕组供电，它提供发电机在负载情况下所需的附加励磁。相复励变压器输出绕组经功率整流器供给发电机转子励磁。美国通用电气公司的 GENERREX 励磁系统是其中一例（见图 2）。

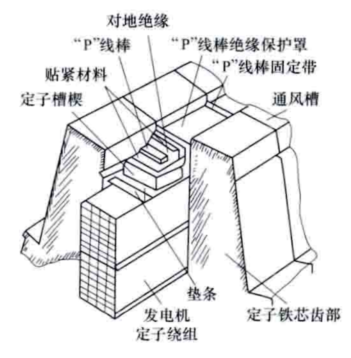


图 1 电动势源“P”线棒的结构

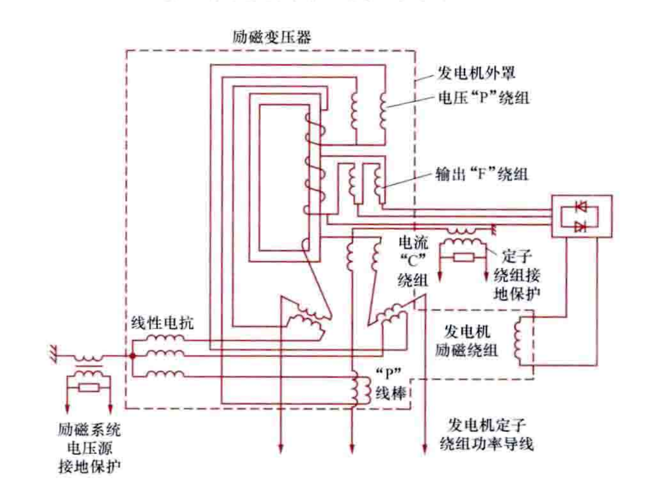


图 2 GENERREX 励磁系统原理图

辅助绕组励磁方式的特点是：①系统布置紧凑，降低投资费用，减少设备维护；②省去旋转励磁设备，提高励磁系统可靠性；③系统响应速度快，励磁电源取自发电机内部，短路故障时强励能力强于机端自并励静止励磁系统；④灭磁时间常数稍长。

fuzhu zhengqi xitong

辅助蒸汽系统 (auxiliary steam system) 火力发电厂主要汽水循环以外，与锅炉和汽轮机及其辅助设备起动、停机和正常运行有关的加热和备用汽的供汽系统，也称厂用蒸汽系统。供汽对象主要有：除氧器、锅炉暖风器、汽轮机轴封系统、燃油设施、制粉系统消防、露天设备和仪表防冻、采暖或空调、除尘器灰斗、锅筒锅炉下联箱邻炉加热、给水泵汽轮机调试和起动等。

辅助蒸汽系统由供汽汽源、辅助蒸汽联箱、调节阀、连接管道和阀门、疏水装置组成，一般为两台机组以上组成全厂公用系统。系统设计应满足机组各种运行工况的需要，使供、需蒸汽量平衡，蒸汽参数满足要求，并注意疏水的回收。

供汽汽源取自压力相近的汽轮机抽汽，应尽量采用较低参数的抽汽，以提高蒸汽利用的经济性。低负荷时通常以再热冷段蒸汽备用；新机组起动可采用老厂供汽或设置起动锅炉，起动锅炉以燃煤锅炉为宜，也可采用燃油锅炉。辅助蒸汽系统的容量由机组起动用汽量确定，应分散安排相关设备的起动用汽时间，避免蒸汽负荷过分集中。

辅助蒸汽联箱是接纳供汽汽源、向用户分配供汽和联络邻机的辅助蒸汽系统关键部件。

调节阀的作用是当供汽汽源在采用压力较高的汽源（如冷段再热蒸汽）时，或向用汽压力要求较低的用户供汽时调节供汽压力，使蒸汽参数满足要求。调节参数也可采用减温减压装置实施。

fushi

腐蚀 (corrosion) 一种材料与周围环境作用而引起的变质和破坏。腐蚀又可分为金属腐蚀和非金属腐蚀。火电厂中所说的腐蚀，多为金属腐蚀。金属腐蚀指金属与周围环境发生化学、电化学反应和物理作用引起的变质和破坏。

腐蚀分类 发电厂中的腐蚀按产生的机理分为化学腐蚀和电化学腐蚀；按腐蚀的破坏形态分为全面腐蚀和局部腐蚀。

化学腐蚀　金属与周围介质直接进行化学反应而使金属遭到的破坏，它们大多发生在气态环境中，如火电厂锅炉管的外表面受高温炉烟的氧化，受烟气中硫化物的腐蚀以及燃气轮机叶片受燃气的腐蚀等。

电化学腐蚀　金属与电解质溶液发生电化学反应而使金属遭到的破坏，伴有电流产生。如火电厂所有与化学处理水、锅炉给水、炉水、冷却水以及与湿蒸汽、湿空气接触的金属设备所遭受的腐蚀。

全面腐蚀　材料的整个表面或大面积与周围介质普遍地发生化学或电化学反应的破坏，又称均匀腐蚀。全面腐蚀虽不会明显缩短设备使用期限，但会产生腐蚀物，当这些腐蚀产物带入锅内，沉积在管壁上，会引起沉积物下的腐蚀损坏。

局部腐蚀　腐蚀作用仅局限在金属表面的某一区域，而表面的其他部分未受破坏。常见的类型有电偶腐蚀、点腐蚀、缝隙腐蚀、晶间腐蚀、选择性腐蚀、应力腐蚀和磨（冲）蚀等。

（1）电偶腐蚀。当两种具有不同电位的金属相互接触（或通过导体连接）并有电解质溶液存在条件下发生的腐蚀，又称异金属接触腐蚀。如运行中凝汽器铜合金管与钢管板胀接处的金属腐蚀。

（2）点腐蚀。又称孔蚀，金属的某一部分被腐蚀成为一些小而深的点孔。腐蚀产物及介质在蚀点底部越浓缩，作用越严重，蚀洞越深，有时甚至发生穿孔。

（3）缝隙腐蚀。当构件具有缝隙或覆盖沉积物表面暴露在腐蚀介质中时，在缝隙局部范围内发生的腐蚀。如金属铆接处、螺栓连接处和金属表面沉积物下面的腐蚀。

（4）晶间腐蚀。金属材料在某些腐蚀介质（如 NaOH）中，当晶界的溶解速度远大于晶粒本身的溶解速度时，会产生沿晶界进行的选择性局部腐蚀。

（5）选择性腐蚀。指合金中活性较强的组分，在电化学过程中发生的选择性脱离。如黄铜脱锌、青铜脱锡等。

（6）应力腐蚀。材料在拉应力和特定的腐蚀环境共同作用下发生的脆性破坏。造成材料应力腐蚀的三要素是：①敏感的金属。这种材料在某种介质中对应力腐蚀敏感，抗应力腐蚀能力差，就有可能发生应力腐蚀。②特定的腐蚀介质。对一种材料，只有在特定的腐蚀介质中含有某些对其发生应力腐蚀有特效作用的离子、分子时才会发生应力腐蚀。③材料处于拉应力作用下。这个拉应力除工作应力外，残余应力往往在应力腐蚀中起主导作用。应力腐蚀是以极为隐蔽的局部腐蚀开始，生成的裂纹在其尖端高拉伸应力及电化学腐蚀协同作用下扩展，事前常常没有明显的预兆而造成灾难性事故。

锅炉设备等产生应力腐蚀的形式有：①应力腐蚀断裂。它是应力与腐蚀介质协同作用引起的金属断裂破坏，必须在拉伸应力、特定的腐蚀介质和一定的断裂速度三个条件的存在下才发生。例如，锅炉用碳钢在碱溶液中的“碱脆”、奥氏体不锈钢在含有氯离子溶液中“氯脆”，黄铜在带有氨气氛中的“氨脆”等。②腐蚀疲劳。它是交变应力与腐蚀介质协同作用引起的材料破坏。③氢脆。金属材料中氢引起的材料塑性下降、开裂或损伤。锅炉水汽管道，在钢表面的保护膜，受到水中腐蚀介质破坏后，会产生由铁与水反应生产的氢。由于某些原因（如钢管内表面有垢）致使氢不能自由地向外界扩散而不得不向钢材内渗透，氢原子和钢中渗碳体发生如下反应：$Fe_3C+4[H] \longrightarrow 3Fe+CH_4$。生成物甲烷体积庞大，在晶粒间产生巨大的内应力，使晶界强行断开，形成微裂纹。钢材的强度和塑性、韧性随之急剧降低，造成钢材脆性断裂。火电厂水冷壁管的氢损坏即属此列。

（7）冲蚀及流动加速腐蚀（flow accelerated corrosion，FAC）。材料在介质的腐蚀与水流速协同作用下引起的破坏。冲蚀通常在金属表面上形成坑状或槽状的损坏。而流动加速腐蚀，除了产生上述形式的损坏外，还会由于钢材表面保护层溶于高速水流或湿蒸汽中，使其消失而损坏，造成管壁的明显减薄，严重时管壁减薄速率可高达 3mm/a。冲蚀通常在双相流条件下产生，而流动加速腐蚀，可在双相及单相流的条件下产生。可采用减少混入空气泡，混入悬浮物等措施防止冲蚀的产生。对于流动加速腐蚀可采用合理选用材料，降低水汽流速以及采用加氧处理来防止。

火电厂常见的腐蚀 在火电厂中常见的腐蚀有烟气系统腐蚀、燃气轮机叶片的腐蚀、凝汽器管的腐蚀、炉前系统、

锅炉水汽系统和汽轮机的腐蚀、水内冷发电机绕组空芯铜导线内表面腐蚀、热力设备停用腐蚀、油系统腐蚀等。

烟气系统腐蚀　高温燃烧气体对接触设备发生的高温烟气腐蚀、尾部烟道低温烟气结露腐蚀。只要温度降到露点以下，其中水分就含有饱和硫酸，因此严重地腐蚀碳钢。

燃气轮机叶片腐蚀　燃气轮机叶片会发生斑点状腐蚀和表面呈密集而细小的坑点状腐蚀，并由此引起叶片断裂，其腐蚀属于硫化腐蚀。硫化腐蚀的必要条件是有 Na_2SO_4、温度在 816～927℃之间，而 Na、K、Cl、Ca、Pb、Fe 等物质会触发和加速硫化腐蚀。

凝汽器管腐蚀　常见的有选择性腐蚀、冲击腐蚀、沉积物下腐蚀和氨腐蚀四种。①选择性腐蚀：铜锌合金内锌元素被选择地腐蚀。它又分层状腐蚀和栓状腐蚀两种腐蚀形式：层状脱锌腐蚀，层状物为海绵状金属铜，腐蚀产物表现为全面性；栓状脱锌腐蚀，栓凹槽内充满腐蚀产物，腐蚀产物也是海绵状金属铜，表现为局部性。②冲击腐蚀：当铜管（大部分在管口）受到含有气体与砂粒等冷却水水流剧烈冲击时，会产生具有方向性的溃疡状的马蹄形腐蚀。它是机械冲刷与电化学共同作用的结果。③沉积物下腐蚀：由于冷却水中泥砂、水生动植物和其他杂物的沉积、微生物附着而产生的电化学腐蚀，常发生在水流缓慢的部位。④氨腐蚀：是腐蚀介质以氨成分为主的应力腐蚀开裂以及浓氨对铜的溶解，一般在凝汽器氨浓缩区域的铜管外壁（蒸汽侧）发生。

炉前系统、锅炉水汽系统和汽轮机内的腐蚀　常见的有氧腐蚀、二氧化碳腐蚀、锅炉沉积物下腐蚀和水蒸气腐蚀。主要发生在给水管道、高低压加热器、凝结水管道、疏水系统管道和省煤器等部位。①氧腐蚀：是电化学腐蚀，通常受阴极过程控制。碳钢的氧腐蚀产物为氧化高铁（Fe_2O_3）与磁性氧化铁（Fe_3O_4）。②二氧化碳腐蚀：也属电化学腐蚀。其腐蚀产物为 $Fe(HCO_3)_2$ 和 H_2。当水中同时存在溶解氧时，则腐蚀产物为 Fe_2O_3 和 Fe_3O_4。③沉积物腐蚀：当锅炉受热面附着沉积物时，金属管壁温度升高，使渗透到沉积物下面的炉水急剧蒸发浓缩，导致各种杂质的浓度很高，造成腐蚀。如游离 NaOH 引起的碱性腐蚀；$MgCl_2$、$CaCl_2$ 引起的酸性腐蚀。沉积物下腐蚀一般呈溃疡状，金属管壁上具凹凸不平的腐蚀坑，严重时引起鼓包甚至穿孔。④水蒸气腐蚀：当锅炉受热面局部汽水停滞或在过热器管内温度过高时，水蒸气会与钢发生化学腐蚀，使管壁均匀变薄。⑤汽轮机腐蚀：汽轮机低压缸铸钢部件，如分流装置、隔板、隔板套和排汽缸等的酸性腐蚀。在低压缸内，蒸汽发生汽液相的相变过程产生的“初凝水”缓冲性很弱，极易溶解杂质并浓缩而具有较大的腐蚀性。初凝水的 pH 值要比汽相低 1～2 个单位，其他微量杂质（如 Cl^-、O_2 等）要大 10～50 倍。汽轮机腐蚀是浓缩膜电化学反应和汽流冲刷作用的结果。金属损坏呈现严重溃疡状或金属表面层状脱落，它类似酸洗后的金属裸露。腐蚀严重时，叶片根部会断裂脱落，并呈“V”形缺口。

水内冷发电机绕组空芯铜导线内表面腐蚀　发电机内冷水对空芯铜导线的均匀腐蚀。内冷水的 pH 值、纯度、溶解氧浓度是腐蚀主要影响因素。铜管的腐蚀会引起导线的堵塞。

热力设备停用腐蚀　锅炉与汽轮机停用时，由于进入其内部的大气水分或金属表面原有水分溶解较多氧，因此会产生氧腐蚀，它与运行中发生的氧腐蚀相同，也是电化学腐蚀。当停用锅炉管壁有沉积物或水垢时，氧腐蚀会进行得更快。腐蚀损坏呈溃疡状，停用时锅炉内部所有部件与汽轮机内部大部分的金属都会产生腐蚀，尤其在积水的部位，如立式过热器管下弯头等处，更易发生腐蚀损坏。

油系统腐蚀　主要发生在汽轮机的油箱内部、轴承润滑部件、油压调节部件和冷油器管以及变压器油系统管箱内部金属表面。运行中油质老化产生的低分子有机酸（甲酸和乙酸）和二氧化碳，以及油质吸收的氧在有水分的情况下，都会发生电化学腐蚀。

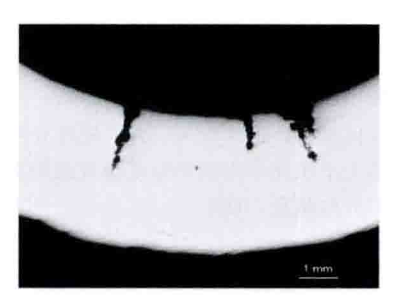
非金属腐蚀　包括有机高分子材料、混凝土、玻璃和木材等产生的腐蚀。

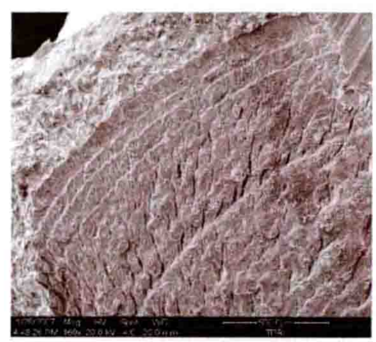
fushi pilao

腐蚀疲劳　(corrosion fatigue)　金属部件在交变载荷和腐蚀性介质共同作用下产生损伤、形成裂纹并扩展，最终断裂的现象。

影响因素　影响腐蚀疲劳的因素比较复杂，主要有材料、交变应力和介质条件三个方面。①不同材料的腐蚀疲劳抗力不同。例如，不锈钢由于 Cr 含量高，因此比碳钢有更高的腐蚀疲劳抗力。②交变应力大，产生腐蚀疲劳破坏的时间就短；在一定时间内，加载频率越高，越易产生腐蚀疲劳破坏；相同交变次数下，加载频率越高，腐蚀疲劳损伤越小。③介质的腐蚀性越强，材料越容易产生腐蚀疲劳；温度升高，会加速材料的腐蚀疲劳损伤。

断裂特征　和一般疲劳断裂一样，腐蚀疲劳的断口上也有源区、扩展区和瞬断区。但在细节上，腐蚀疲劳断口有其独特的特征，主要表现在以下几方面：①断口低倍形貌呈现出明显的疲劳弧线。②断口源区与疲劳扩展区一般均有腐蚀产物，通过微区成分分析，可以测定腐蚀介质的组分及相对含量。但应当指出，断口上有腐蚀产物不是判定是否腐蚀疲劳的唯一判据。③腐蚀疲劳断裂一般均起源于表面损伤处，因此，大多数腐蚀疲劳断裂的源区可见到腐蚀损伤特征。④腐蚀疲劳断裂扩展区具有某些较明显腐蚀特征，如腐蚀坑、泥纹花样等。⑤腐蚀疲劳断裂的微观特征是穿晶解理脆性疲劳条带，当腐蚀损伤占主导地位时，腐蚀疲劳断口呈现穿晶与沿晶混合特征。如图所示为电厂锅炉水冷壁腐蚀疲劳失效的裂纹和断口形貌。





水冷壁腐蚀疲劳失效的裂纹和断口形貌

上述特征并非在每一具体腐蚀疲劳断裂失效部件上全部具备，具体失效部件具备的上述特征随力学因素、环境因素、材质冶金因素而定。

易产生腐蚀疲劳的部位有联箱的排水孔、锅筒和管道的结合处以及处于湿蒸汽区的汽轮机叶片等。

防止措施　主要有：①降低交变应力和频率。如减少机炉起停次数，减小锅炉负荷波动幅度，机炉结构和安装要合理，降低交变应力幅度。②降低介质的腐蚀性，减少炉水和蒸汽中的Cl、S等腐蚀性元素的含量。③做好停用机炉的保护，避免金属表面产生点蚀。

fuxu dianliu chengzai nengli

负序电流承载能力　(negative sequence current carrying capability)　同步发电机能承受三相不平衡负载的负序电流标幺值和时间的限额。

同步发电机在故障状态下短时承受不平衡负载的能力以负序电流标幺值 I_2 的平方和时间 t 的乘积（I_2^2t）表示。这是不考虑发电机转子向外散热而定的。此值也可作为整定发电机负序过电流保护的参考。

连续负序电流承载能力以负序电流相当于额定定子电流 I_N 的百分数表示，此时发电机任一相最大定子电流不能超过额定值。

同步发电机在三相不平衡负载下运行时，转子表面将由定子负序电流感应出两倍工频的涡流（见旋转磁动势），该电流通过没有电气绝缘的转子槽楔、齿部、阻尼绕组和护环构成的环路而引起局部过热；在励磁绕组两端也可能会出现两倍工频的过电压，因此负序电流应有一个限额。对同步发电机的负序电流承载能力各国的标准有不同的规定，中国等同采用 IEC 60034-1 的有关规定。

发电机承担 I_2^2t 的能力可以通过理论分析或做发电机暂态负序温升试验求得。对直接内冷的大型发电机，为了提高负序电流承载能力，可在转子端部装设阻尼环和在转子的槽楔下设置全转子长的阻尼绕组。除此之外，阻尼绕组还对抑制发电机的振荡和避免在系统发生次同步谐振时的负阻尼现象起有利作用。

Fuliye dinglü

傅里叶定律　(Fourier Law)　导热的基本定律。在任何时刻，连续均匀、各向同性介质中各点的导热热流密度的大小正比于当地的温度梯度的绝对值，其方向与温度梯度的方向相反，即

$$q = -\lambda \mathrm{grad}T \tag{1}$$

式中 q 是热流密度矢量；λ 是介质的导热系数；grad$T$ 是温度梯度；负号表示热流密度矢量和温度梯度矢量共线但反向，都垂直于通过该点的等温面，即热流密度矢量朝着温度降低方向。这一关系式是在实验基础上建立起来的。J. B. 毕奥（Jean Baptiste Biot，1774—1862）根据实验的结果，于1804年提出：平壁每单位时间的导热量正比于平壁两侧表面的温度差和表面面积，反比于平壁厚度，比例系数决定于平壁材料的物理性质。J. B. J. 傅里叶（Jean Baptiste Joseph Fourier，1768—1830）运用数学物理的方法，于1822年在他的《热的解析理论》著作中提出上述更基本的关系式。所以，也有把导热基本定律叫做毕奥-傅里叶定律的。



J. B. J. 傅里叶

对于各向异性材料，傅里叶定律可表述为热流密度矢量与温度梯度矢量满足如下关系式，即

$$\begin{bmatrix} q_x \\ q_y \\ q_z \end{bmatrix} = -\begin{bmatrix} \lambda_{xx} & \lambda_{xy} & \lambda_{xz} \\ \lambda_{yx} & \lambda_{yy} & \lambda_{yz} \\ \lambda_{zx} & \lambda_{zy} & \lambda_{zz} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dfrac{\partial T}{\partial x} \\ \dfrac{\partial T}{\partial y} \\ \dfrac{\partial T}{\partial z} \end{bmatrix} \tag{2}$$

式中 λ_{ij} 是导热系数矩阵。各向异性材料的导热系数 λ_{ij} 形成一个椭球，沿椭球的主轴 ξ、η 和 ζ 方向（例如，木材在顺木纹、垂直于木纹和环绕木纹方向）的导热系数 λ_ξ、λ_η 和 λ_ζ 称为主导热系数，而 λ_{ij} 和 λ_ξ、λ_η 和 λ_ζ 之间存在下述关系

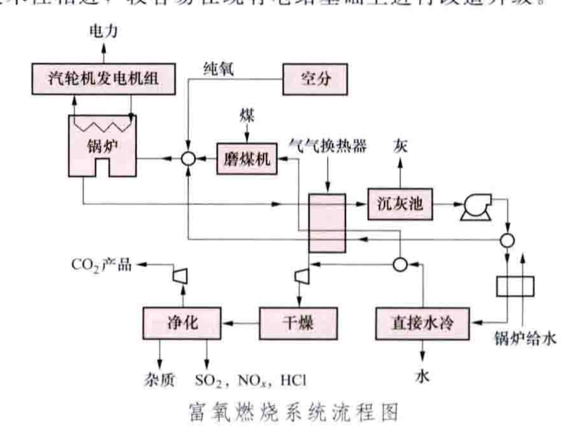
$$\left.\begin{aligned} \lambda_{xx} &= \lambda_\xi l_1^2 + \lambda_\eta l_2^2 + \lambda_\zeta l_3^2 \\ \lambda_{yy} &= \lambda_\xi m_1^2 + \lambda_\eta m_2^2 + \lambda_\zeta m_3^2 \\ \lambda_{zz} &= \lambda_\xi n_1^2 + \lambda_\eta n_2^2 + \lambda_\zeta n_3^2 \\ \lambda_{xy} &= \lambda_{yx} = \lambda_\xi l_1 m_1 + \lambda_\eta l_2 m_2 + \lambda_\zeta l_3 m_3 \\ \lambda_{xz} &= \lambda_{zx} = \lambda_\xi l_1 n_1 + \lambda_\eta l_2 n_2 + \lambda_\zeta l_3 n_3 \\ \lambda_{yz} &= \lambda_{zy} = \lambda_\xi m_1 n_1 + \lambda_\eta m_2 n_2 + \lambda_\zeta m_3 n_3 \end{aligned}\right\} \tag{3}$$

式中 l_1、l_2 和 l_3 是三个导热系数主轴方向与 x 方向之间的方向余弦；m_1、m_2、m_3 和 n_1、n_2、n_3 分别是三个导热系数主轴与 y 和 z 方向之间的方向余弦。各向异性介质的导热理论在科技领域中有着不少重要的应用。

fuyang ranshao

富氧燃烧　(Oxy-fuel combustion)　利用空气分离系统制取富氧或纯氧，并掺混由锅炉再循环返回的部分烟气，组织与完成的燃料燃烧过程，也称纯氧燃烧，或 O_2/CO_2 燃烧。燃烧后的部分烟气重新注回锅炉，一方面，可降低燃烧温度；另一方面，也会进一步提高尾气中 CO_2 的浓度。由于烟气的主要成分是 CO_2 和水蒸气，很容易将两者分离，因此，采用富氧燃烧技术，可降低 CO_2 的捕集能耗，但空气分离系统的投资和能耗较高。

富氧燃烧系统如图所示，其主要工作流程同常规的燃煤蒸汽循环电站相似。富氧燃烧系统可以利用天然气等优质燃料，也可以利用煤炭、石油焦等固体燃料，具有广泛的燃料适应性。富氧燃烧系统的结构与现有的燃煤电厂基本相似，技术性相近，较容易在现有电站基础上进行改造升级。



富氧燃烧系统流程图

2008年9月，德国黑泵（Schwarze Pumpe）电厂的富氧燃烧验证装置投入运行，富氧燃烧锅炉由阿尔斯通公司供货，锅炉出力40t/h（30MWth），燃烧褐煤，耗氧215t/d，CO_2 捕集量为11t/h。

2009年第二季度，法国Lacq 30MWth天然气富氧燃烧示范系统投入运行，该项目由道达尔公司和阿尔斯通公司合作，蒸汽出力40t/h，耗氧240t/d，这一项目计划将150 000t CO_2 封存在废弃的气田里。

中国的一些高校和科研院所也对煤粉的富氧燃烧进行了研究，如华中科技大学建立了富氧燃烧3MW小试装置和35MW中试装置，并进行了实验研究；华北电力大学利用高温气体携带炉研究燃煤在富氧燃烧下的燃烧特性、NO_x 排放特性等，发现富氧燃烧下 SO_2 和 NO_x 大大降低；浙江大学进行了循环流化床富氧燃烧技术研究。

富氧燃烧技术的研究热点主要集中于以下几个方面：富氧燃烧的燃烧特性研究；富氧燃烧污染物生成机理；燃烧物和产物的原子辐射特性对锅炉内传热特性的影响；工质物性变化对热力系统性能影响；新型低能耗制氧方法。





Gaisi dinglü

盖斯定律 (Hess law) 表述由不同反应过程实现的同一化学反应的反应热之间的关系，是化学热力学中的一个基本定律。在恒温条件下，化学反应中某一选定物质变化1mol的物量所吸收或放出的热量叫做该反应的热效应，最常用的有定容热效应和定压热效应。盖斯定律断言：假如一个给定的化学反应可以经过几组不同的中间反应过程达到，则每组中间反应的热效应之和应当相等。这个定律是G. H. 盖斯（Germain Henri Hess，1802—1850）在1840年提出的，它实际上是随后建立的热力学第一定律的特例，是能量守恒定律在化学反应过程中的具体反映。



G. H. 盖斯

在化学热力学中，热效应的确定是个基础性的课题，一般都需要借助于实测数据。盖斯定律可以帮助人们通过一些易测的热效应推算出不易测得的热效应。比如，碳被燃烧为一氧化碳的热效应 Q 不易直接测定，但根据盖斯定律可以通过一氧化碳燃烧为二氧化碳放出的热量 Q_1 以及碳燃烧为二氧化碳所放出的热量 Q_2 间接地测定，即把这两个反应视为第三反应的中间反应过程。于是根据盖斯定律，必然有：$Q=Q_2-Q_1$，而 Q_2 和 Q_1 都是易测的。

根据盖斯定律，可以帮助人们应用尽量少的实验数据推算出尽可能多的化学反应的热效应。比如有一种反应叫做生成反应，这种反应的特点在于反应物都是稳定元素，生成物则为1mol的某化合物。生成反应的热效应叫做该化合物的生成热。如果一些常见的化合物的生成热数据已经测得，就可以利用它们计算出为数众多的化学反应的热效应。此外，利用已知物质的燃烧热计算化学反应的热效应也是盖斯定律的具体应用。

ganpaizha zhuangzhi

干排渣装置 (dry bottom ash removal equipment)

收集炉膛或炉排落下的炉渣，用钢带输渣机将其清除出炉底的机械装置。干排渣装置具有系统简单、运行费用低、占地面积小、灰渣综合利用范围广、无废水排放、对环境污染小、节能节水等特点。干排渣装置主要包括炉底密封装置（水封槽或机械密封）、储渣斗、炉底排渣装置、钢带输渣机、碎渣机等设备。

炉底密封装置　主要用于炉底储渣斗与锅炉连接处的密封，能够满足锅炉在各个方向的热膨胀。炉底密封装置主要有水封槽式和机械密封两种形式。传统的水封槽式密封结构如图1所示，利用水封插板插入水封槽液面以下形成水封，结构简单、工作可靠、成本低、维护简便。机械密封结构如图2所示，采用非金属膨胀节结构，在干式排渣装置上应用较多，其框架及挡板需采用耐热不锈钢，蒙皮及填充料为非金属材料。

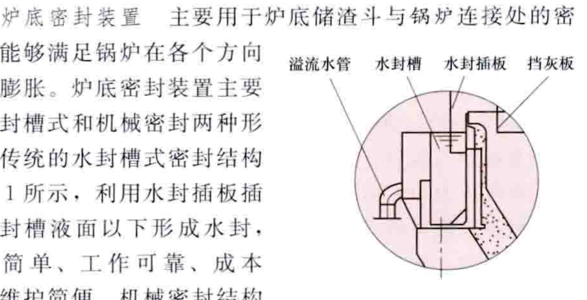


图1　水封槽式密封结构

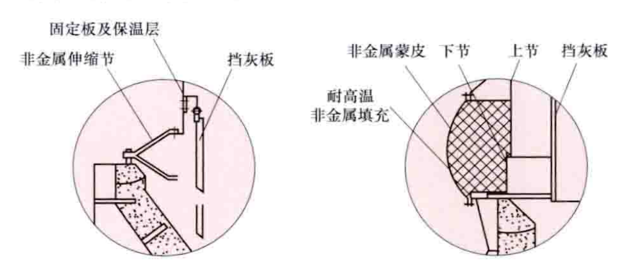


图2　机械密封结构

储渣斗　主要用于锅炉与干渣机间的过渡连接，在干渣机正常运行时，呈锥形漏斗状，在干渣机事故状态下，其底部的炉底排渣装置门板关闭，使之成为锥形容器，储存一定的渣量。

炉底排渣装置　也称液压关断门或大渣预破碎装置。炉底排渣装置位于储渣斗与钢带输渣机之间，具有在事故状态下关闭排渣口，利用储渣斗储渣以对钢带输渣机或下游设备进行检修的功能。液压关断门为液压油缸驱动的摇扇式结构，端部设置有打焦孔。大渣预破碎装置为油缸驱动的对开式门板结构，其主要特征是带有缓冲格栅，大于200mm粒径的大渣会落在缓冲格栅上形成缓冲，不会对钢带输渣机网带及托辊造成大的冲击损坏；当缓冲格栅上堆积大渣块时（通过监视器可以看到），可启动对开门板，将大渣块进行挤压破碎至小于200mm，这有利于提高渣的冷却效果及碎渣机的破碎；门板关闭时相当于液压关断门关闭状态的功能。

钢带输渣机　钢带输渣机的功能是连续地接收和送出高温炉渣，并在输送过程中使炉渣进一步燃烧和冷却。它由不锈钢鳞片板组成的不锈钢带（见图3）、清扫链、密封外壳、驱动机构和张紧机构等组成。

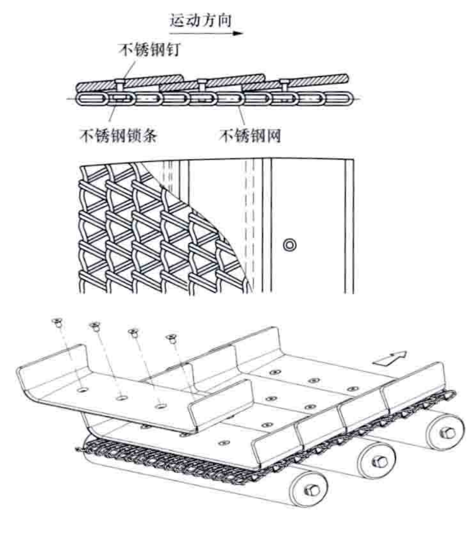


图3　不锈钢带示意图

钢带输渣机尾部采用液压自动张紧装置，恒定的张紧力可及时吸收网带的热膨胀，保证传动滚筒在各种工况下传动可靠不打滑。在干式排渣装置壳体内，不锈钢输送带的输送段和回程段两侧均设有防偏轮，防偏轮能防止不锈钢输送带跑偏。干式排渣装置设有分别用以驱动输送带和清扫链的两套驱动机构。驱动电动机采用变频调速电动机，通过变频器对输送带运行速度进行调整，以对设备出力及冷却效果进行调控。

ganshi lengque xitong fangfu

干式冷却系统防腐 （corrosion prevention of dry cooling system） 通过对干式冷却系统（又称空冷系统）中水采取净化、除氧、pH 值调整和加缓蚀剂等方法，防止干式冷却系统金属在运行或停运期间发生腐蚀的技术措施。

干式冷却系统是利用空气作冷源，直接或间接地（即借助水为中间介质传递热量）将汽轮机的排汽经空冷散热器冷却成凝结水而被循环利用。空冷散热器是由带鳍片的薄壁钢管或铝管构成，与水相接触的金属内表面积很大，通常是湿式冷却系统面积 15 倍以上，因而，干式冷却系统水侧的腐蚀不仅直接影响空冷设备的使用寿命，而且溶入水中的腐蚀产物还会增加凝结水净化处理的负担。

直接干式冷却系统的防腐　汽轮机排汽在空冷散热器中被外侧空气直接冷却成凝结水。由于汽水系统处于真空状态下，其工作环境与汽轮机低温、低压部分类似。若排汽中夹带微量侵蚀性杂质或空冷系统的密闭性不好，漏入空气，均会引起散热器管内表面金属腐蚀，也会污染凝结水。为防止运行时空冷散热器和水汽系统金属的腐蚀，应保证汽轮机进汽质量。一般采用凝结水的净化和锅炉给水高 pH 值处理工况，即可使空冷系统得到有效的防腐保护。

混合式凝汽器配铝制散热器的间接干式冷却系统的防腐　汽轮机凝结水和循环冷却水为同一水质。提高水质纯度，调整水的 pH 值在一定范围内，以防止冷却系统中的铝管和热力系统的碳钢管内侧表面的腐蚀。在这种含有混合金属的系统中，防腐的重点是保护铝制散热器。通常控制循环冷却水的氢电导率小于 0.3μS/cm，pH 值为 6.8～8.0（极限值为 8.3）。因为该冷却系统与机组的热力系统连通，所以对凝结水的净化和锅炉给水 pH 值的调节，可实现上述水质控制指标。

表面式凝汽器配钢制散热器的间接干式冷却系统的防腐　表面式凝汽器将机组热力系统和冷却水系统分隔开，冷却水自成一个密闭的循环回路，冷却水质只要调节到能适应密闭回路中管材防腐的要求即可。在冷却系统内应设一套充氮保护装置，防止冷却水与空气接触，以减少冷却元件和管道等的腐蚀。对于不锈钢管凝汽器的冷却水系统，循环冷却水可采用化学除盐水定期加联氨的碱性处理工况，pH 值控制在 10.0～10.5，或不加联氨，pH 值控制在10.5～10.8。碱化剂可用氨水，这样对防止气空间腐蚀有利；对采用黄铜管凝汽器的冷却系统，冷却水采用除盐水，采用氮气置换和维持联氨大于 1mg/L，氨水调节 pH 值在 9.8～10.3 的碱性水工况。

干式冷却系统停运期间的保护　空冷散热器及连接管道水侧表面积很大，机组停运后系统内的真空破坏，空气进入系统后会产生大气腐蚀，必须采取有效的停用保护措施。在系统严密时可采用充氮保护技术。在系统不严密时，可在停机前采用加缓蚀剂防腐。在无冰冻的季节，也可采用联氨保护液或碱性保护液等湿法保护技术。

ganying diandongshi

感应电动势 （induced electromotive force; induced voltage） 穿过导电回路所围绕的面积内的磁通量发生变化时，在该回路中产生的电动势；或当导线切割磁力线时，在导线两端产生的电动势。

汽轮发电机转子励磁绕组中通过励磁电流后，即产生接近正弦分布的阶梯形磁动势。该阶梯形磁动势包含一系列奇数次谐波，其中以一次谐波（即基波）为主，幅值最大，在一对极距内交变一次。在原动机带动转子旋转时，穿过定子三相电枢绕组的磁通量将随时间而交变，在电枢绕组中产生三相对称的交变电动势，称为励磁感应电动势，其每相有效值为

$$E=\sqrt{2}\pi fwk\varphi,\ \mathrm{V}$$

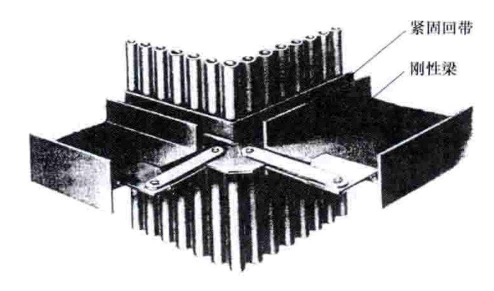
式中 f 为电动势的频率，Hz；w 为每相绕组的串联匝数；k 为绕组系数；φ 为穿过气隙的每极励磁磁通量中的基波分量，Wb。

汽轮发电机接上负载后，在励磁感应电动势作用下，发电机向负载输送电流，电枢中的交变电流将产生电枢漏磁通及通过气隙的电枢反应磁通，它们也会在电枢绕组中产生感应电动势。当发电机接在电网上和其他发电机并联运行时，励磁感应电动势的大小将影响到发电机发出的无功功率的大小及电网受电端的电压值，也会影响发电机静态稳定的功率极限。

此外，在暂态过程中，由于定、转子各绕组所匝链的磁通发生各种不同的变化，同样会在各绕组中形成各种感应电动势。这些感应电动势会影响发电机的电磁暂态性能（见汽轮发电机电抗）。

gangxingliang

刚性梁 （buckstay） 围绕并悬挂在悬吊式锅炉炉壁外周，对炉壁起保护作用的钢结构系统。它的作用是增强炉膛和尾部烟道的刚性，减小炉墙的振动，以防止炉墙因变形过大而开裂（见图）。当炉膛内压力急剧变化，如燃料爆燃或因熄火等原因造成外爆或内爆时，可保护管子不受损坏。对于设置了膨胀中心的锅炉，还可起到固定膨胀中心的作用，并将锅炉受到的风载、地震荷载和导向荷载传递到钢结构上。



刚性梁

刚性梁按其结构可分为绕带式和栅格式两类，栅格式刚性梁只用于大容量或双炉膛锅炉。中国制造的锅炉多采用绕带式刚性梁，它的特点是沿炉膛高度每隔3～4m 布置一圈用大型号工字钢组成的水平刚性梁，各层之间有时还设有垂直布置的槽钢，用以克服刚性梁自重引起的外翼缘下沉，保持梁的水平。为保证

炉膛折焰角、冷灰斗、燃烧器等区域的整体刚性，在这些部位往往要采用比较复杂的平面或空间桁架系统。对炉顶也需采用特殊结构的防护。在沿炉高上、中、下的三组刚性梁上还装有设置锅炉膨胀中心所必需的导向装置。由于刚性梁布置在炉外，结构设计时要充分考虑炉壁热膨胀的影响，连接处允许有一定的相对位移。

刚性梁系统的设计与受它保护的受压部件密切相关，必须以管子的应力分析为基础，使管子和刚性梁本身在炉膛设计压力、风载和地震荷载作用下有足够的强度和刚性。各层刚性梁的间距要满足应力分析的要求并考虑整体布置的合理性；刚性梁的最大挠度也不应超出允许值。对于管子允许变形较小的特殊部位，应严格计算并采用专门结构。

gangjin hunningtu xunhuan shuiguan shigong

钢筋混凝土循环水管施工 （reinforced concrete circulating water pipe construction） 包括土石方开挖、循环水管具体施工、土石方回填。由于循环水管长度较大，常采用分段流水作业。土石方开挖、回填见*土石方施工*。循环水管具体施工有现浇管和预制预应力管两种施工方法。随着机组容量增加，现浇管已较少采用。预制预应力管分为预应力钢筋混凝土管和预应力钢筒混凝土管两类。早期多用预应力钢筋混凝土管，1995年后，中国开始研制内衬式钢套筒预制管。预制预应力管施工主要包括预制和敷设两道工序。

预制 预应力钢筋混凝土管可用一阶段（震动挤压）工艺或三阶段（管芯绕丝）工艺施工。一阶段工艺为立式成型，用加工精密的内外钢套模组合定型，主钢筋张拉完成后，即浇筑混凝土一次成型，经静定时间后蒸汽养护。三阶段工艺系按一阶段工艺方法浇制混凝土管芯，成型后在管芯上缠绕预应力钢丝，用机械或电热法张拉，再喷射水泥砂浆保护层，以防钢丝生锈，经水压试验合格后出厂使用。

预应力钢筒混凝土管适用于内径为400～4000mm、静水压力不超过2MPa、管顶覆土深度不大于10m的管线。其中内衬式预应力钢筒混凝土管（PCCPL）和埋置式预应力钢筒混凝土管（PCCPE），均按三阶段工艺制成，管两端采用承口钢环、插口钢环与钢管焊接连接成型。异型管可在工厂按设计要求进行加工。

敷设 带承插口的钢筋混凝土预制管挖沟敷设。平口对接的钢筋混凝土预制管除挖沟敷设外，还可采用顶管施工（见*取水构筑物施工*）。挖沟后按设计规定在沟底铺一层黄砂或石子，用起重机械将预制管逐节吊入沟槽内，找正中心线、标高位置，在插口套橡胶密封圈，利用专用工具向前一节预制管的承口方向水平加力紧固。逐节进行安装，分段进行水压试验合格，再全段进行水压试验，结果应符合规范和设计要求。两侧同时均匀分层夯实回填土。预应力钢筋混凝土管、预应力钢筒混凝土管自重较大，在软土地区施工时要做好砂垫层和混凝土基础。

gangtie jiben zuzhi

钢铁基本组织 （fundamental microstructure of steel）

钢铁中基本显微组织，包括奥氏体、铁素体、珠光体、贝氏体、马氏体和碳化物等。其中奥氏体、铁素体和马氏体属固溶体，珠光体和贝氏体属整合组织，碳化物属化合物，钢中渗碳体即为铁-碳化合物。固溶体为两种或两种以上组元在液态时互相溶解，在固态时也互相溶解而成的单一均匀的相。固溶体按溶入元素原子在晶格中位置的不同分为置换式、间隙式和缺位式等三种。整合组织两组元在固态时互不溶解，又不形成化合物，有各自晶格结构和性能的相的混合体。化合物为组元以一定的原子数比例相互结合，可用一简单化学式表示的物质。

奥氏体 碳或其他合金元素溶入γ铁中形成的固溶体（图1）。为面心立方晶格，无磁性，有良好的塑性和韧性。一般钢中奥氏体存在于高温下。钢淬火后有部分奥氏体残留到室温，称为残余奥氏体。合金钢中加入扩大γ区的合金元素如Ni、Mn等，可使奥氏体保持到室温以下，称奥氏体钢。

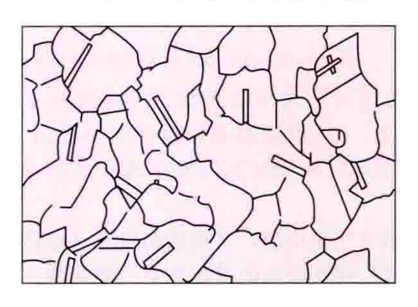


图1 奥氏体

铁素体 中低温下碳或其他合金元素溶入α铁形成的固溶体（图2）或高温下碳或其他合金元素溶入δ铁形成的固溶体，前者称为α铁素体，后者称为δ铁素体。铁素体为体心立方晶格，塑性和韧性较好，α铁素体按成分与形成条件不同，其形态有等轴状、块状、网状和针状等，δ铁素体一般呈条状。亚共析钢发生珠光体转变前，先析出铁素体。铁素体为低、中碳钢及低合金钢的主要显微组织。一般情况下，随铁素体量增加，钢的塑性、韧性上升，强度下降。钢中加入缩小γ区合金元素，如Si、Ti、Cr等，可得到高温常温都是铁素体组织，称铁素体钢。

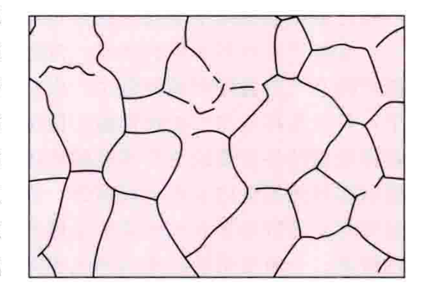


图2 铁素体

珠光体 是过冷奥氏体在共析分解的铁素体和碳化物的整合组织，通常为片层状结构（图3）。乃奥氏体在A_1温度或以下发生共析转变的产物，有较高的强度和硬度。中碳钢和低合金钢的强度和塑性取决于珠光体的数量及片层间距，片层间距越小强度越高。随着珠光体转变温度的降低可依次分别形成粗片状珠光体、细片状珠光体、索氏体、屈氏体。它们都属于珠光体组织，只是片层间距不同。索氏体在金相显微镜高放大倍数下尚可辨别片层结构，屈氏体只有在电子显微镜下才能辨别，具有较高的强度和韧性、塑性。

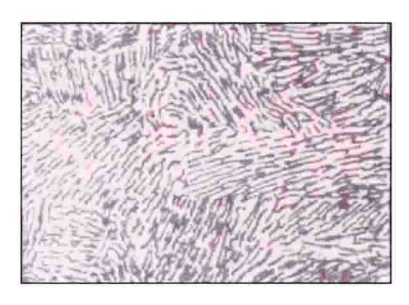


图3 珠光体

贝氏体　是过冷奥氏体介于珠光体与马氏体转变温度之间的转变产物，由过饱和的α固溶体（铁素体）为基体，在基体上或铁素体边界上分布有碳化物、残余奥氏体等相的整合组织。按其形态可分为上贝氏体、下贝氏体、粒状贝氏体和无碳贝氏体。

（1）上贝氏体。羽毛状，由平行的条状铁素体和分布在条间片状或短杆状并平行于铁素体的渗碳体所组成（图4）。铁素体内位错密度高，即强度高，但韧性较差。



图4　上贝氏体

（2）下贝氏体。过饱和铁素体呈针片状，针片间呈一定角度，其内部析出许多均匀细小的碳化物。碳化物颗粒群与铁素体长轴约成55°交角。下贝氏体形态与回火马氏体有些相似，但比回火马氏体更易浸蚀（图5）。下贝氏体中过饱和的铁素体具有高密度位错胞亚结构，均匀分布着弥散的碳化物，因之强度高、耐磨性好。

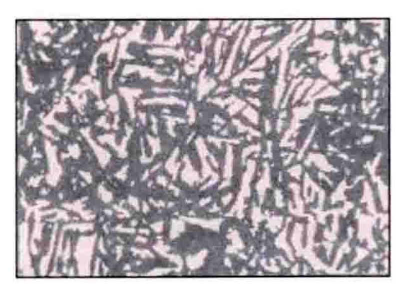


图5　下贝氏体

马氏体　是原子经无扩散切变位移的不变平面应变的晶格改组过程中得到具有严格晶体学关系和惯析面的，形成相中伴生极高密度位错或层错或精细孪晶等亚结构的整合组织，是碳在α-Fe中的过饱和固溶体，为体心立方晶格。钢中马氏体形态随碳含量而异。低碳马氏体为条状，平行成束地分布，在金相显微镜下呈板条状。马氏体条内有高密度位错。低碳马氏体韧性相当好，强度和硬度也足够高。高碳马氏体为片状马氏体，在金相显微镜下呈针状或竹叶状（图6），其立体形态为双凸透镜状。片状马氏体总是互相成一定角度分布。金相显微镜下淬火马氏体白亮，残余奥氏体稍暗。低温回火后马氏体变成黑色，残余奥氏体仍为白色。片状马氏体亚结构主要为精细孪晶，并且具有很高硬度。片状马氏体因韧性极低而无法在工业上使用，工业上使用的马氏体为无定形马氏体，呈细小针状形式，可在淬火的工具钢中看到。

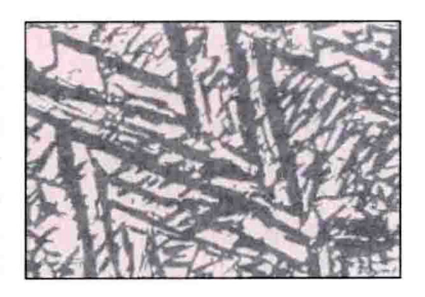


图6　马氏体

碳化物　根据晶格类型钢中碳化物可分为两类。当$r_C/r_M<0.59$（r_C为碳原子半径，r_M为合金元素的原子半径）时形成简单晶格碳化物（又称间隙相），碳原子处于晶格间隙位置。有简单立方晶格碳化物MC型（WC、MoC、VC等，MC型中的M代表金属元素），六方晶格碳化物M_2C型（Mo_2C、W_2C等）。这类碳化物熔点和硬度高，很稳定，不易分解，对钢的强化作用大。当$r_C/r_M>0.59$时形成复杂晶格碳化物，又称间隙化合物。如复杂立方晶格的$Cr_{23}C_6$、$Mn_{23}C_6$，复杂六方晶格的Cr_7C_3和Mn_7C_3，正交晶系的Fe_3C、Mn_3C等。钢中还会形成三元碳化物，如复杂晶格的M_6C型碳化物Fe_3W_3C、Fe_3Mo_3C，复杂立方晶格的$M_{23}C_6$型碳化物$Fe_{21}Mo_2C_6$、$Fe_{21}W_2C_6$等。

钢中有多种碳化物形成元素时，生成含有多种碳化物元素的复合碳化物。如$(Fe、Mn)_3C$复合碳化物，Fe_3C中的铁原子可任意被锰原子置换。MC型碳化物中钛、钒、铌等互溶生成（V、Ti）C等复合碳化物。M_6C型碳化物可生成$Fe_3(W、Mo)_3C$。有的碳化物之间只能部分地溶入其他合金元素，如Fe_3C中可溶解一定量的Cr、Mo、W、V，$Cr_{23}C_6$中可部分溶解Fe、Mo、W、Mn、V、Ni等。另外，MC中可溶解大量的W和Mo等。M_2C型如W_2C和Mo_2C中可溶解大量的铬等。

参考书目

上海市机械制造工艺研究所有限公司．金相分析原理及技术．上海：上海科学技术文献出版社，2013.

章守华．合金钢．北京：冶金工业出版社，1981.

gangzhong feijinshu jiazawu

钢中非金属夹杂物　(nonmetallic inclusions in steel)

钢中含有的非金属特性的组成物。主要是在熔炼和浇铸过程中带入钢中以及在固态冷却过程中过饱和析出的氧化物、硅酸盐、硫化物、氮化物等，其形态一般不受热处理影响。氧化物有FeO、MnO、SiO_2、Al_2O_3、$FeO \cdot Al_2O_3$等；硅酸盐有$2Fe \cdot SiO_2$、$MnO \cdot SiO_2$等；硫化物主要有FeS、MnS、$(Mn \cdot Fe)S$等；氮化物有AlN、TiN、VN等。其数量、大小、形态、分布对钢的性能有明显的影响。

夹杂物可分为塑性夹杂物、脆性夹杂物和不变形夹杂物三类。塑性夹杂物沿锻轧方向延伸为条带状，有硫化物及低熔点硅酸盐；脆性夹杂物沿锻轧方向破碎成串，呈链状分布，有Al_2O_3、$FeO \cdot Al_2O_3$、氮化物等；不变形夹杂物在铸态时成点球状，锻轧时不变形，有SiO_2、高熔点硅酸盐、稀土硫化物等。

对钢性能的影响　使钢的韧性、塑性明显下降。夹杂物超过一定尺寸则视为裂缝，会引起应力集中，成为裂纹源，脆性夹杂物对该类裂纹效应作用最明显。火力发电厂铸钢阀门、三通、汽轮机叶片等，往往因夹杂物严重而引起开裂或断裂。构件表面的夹杂物使疲劳寿命下降，所以汽轮机主轴、叶轮、叶片等对夹杂物有严格限制。低熔点夹杂物会使焊接产生热裂。焊缝中夹杂物会引起应力集中，使焊接接头性能明显下降。板材中大量夹杂物沿轧制方向分布会诱发层状撕裂。

夹杂物的测定　可用宏观分析法（见金属宏观检验）、金相法、物理化学相分析法（见金属碳化物分析）等进行检测，其中较常用的为金相法。金相法是将样品抛光后，使用适当浸蚀剂或染色处理，然后用金相显微镜明场、暗场、偏振光（夹杂物在偏振光下会显示各向同性或异性，据此可判明夹杂物结构）等方法进行观察比较，判断夹杂物的类型、数量、形态、大小、分布等。采用定量金相技术可进行定量分析，常用比较法按评级标准进行检验和评定。

夹杂物的去除　冶金领域已有有效措施消除夹杂物对火电厂构件造成的有害影响，使电厂构件用钢纯净化。20 世纪 80 年代开始，普遍应用炉外精炼、真空脱气、电渣重熔等技术，加上对炉料和炼钢原料的精选，使电厂构件钢中夹杂物大幅度降低，从而使钢的塑性和韧性提高。

gang zhong qiti

钢中气体

(gases in steel)　钢在熔炼、焊接或钢的表面进行化学与电化学反应过程中所吸收介质中氧、氮、氢等气体的总称。钢中气体会对钢的性能产生有害影响，应严格控制其含量。

钢中的氧　炼钢过程是一个氧化过程。尽管在炼钢后期加入锰铁、硅铁、铝等脱氧剂，仍然有部分氧溶于固态钢中，以溶于铁素体中和形成 FeO、SiO_2、MnO、Al_2O_3 等氧化物（即钢中非金属夹杂物）两种形态存在，降低钢的强度、塑性与韧性。特别是以夹杂物形态存在，会使钢的疲劳强度下降，冷热加工性能变坏。所以沸腾钢的焊接性比镇静钢或半镇静钢差得多，容易产生气孔和裂纹。焊接时，若所用熔剂脱氧不充分，会使焊缝的含氧量过高，焊缝中的夹杂物量增多，从而降低焊缝韧性。

钢中的氮　炼钢时钢液会吸收空气中的氮，一部分溶于铁素体，一部分成为非金属夹杂物。当钢中不含 Al、Ti、Zr 等元素时，大部分氮与铁形成 Fe_4N 的针状化合物。Fe_4N 会使钢的强度提高，但大幅度降低钢的塑性与韧性。钢中的氮还会使钢产生时效脆性。由于氮在铁素体中的溶解度随温度变化较大，当溶有氮的钢件从较高的温度快速冷却时，氮来不及析出，后在室温下停留，析出 Fe_4N，使钢的韧性剧降。在电弧焊时，若熔池保护不好，也会由于从空气中吸收氮而产生时效脆性。

钢中的氢　来源于炼钢时湿度较大的炉料。氢在钢中的溶解度随温度下降而明显降低。氢以原子态存在时，溶入铁的晶格间隙中。当钢中溶氢每 100g 超过 3mL 时，便会以分子态存在，在钢锭或锻轧件内部横截面上出现头发状的裂缝，称为发裂，又因在平行于压延方向的断口上裂纹看起来像椭圆形银白色斑点，故又称白点。在低碳钢内不易形成白点，但中碳合金钢，特别是中碳 Ni-Cr-Mo 钢的氢脆敏感性最大。焊接中产生的冷裂缝与氢的效应和淬硬组织产生较大的组织应力有关。另外，在电弧焊时，潮湿环境和潮湿焊条也会在焊缝中带入较多量的氢，在高应力或交变应力作用下，焊缝也会出现白点。焊缝的白点中一般总有夹杂物或微裂纹存在，看上去像眼睛，故又称鱼眼。

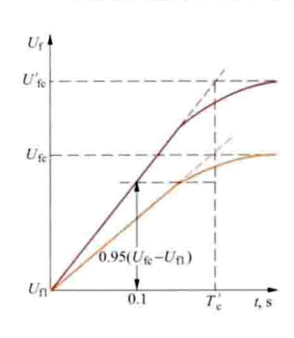
为了避免脆裂，对有可能产生白点的焊件、锻轧件，需在 650℃左右进行析氢扩散退火，使氢从钢内部扩散出去，消除过饱和状态。由于炼钢技术的发展，采用了真空脱气和真空浇铸等技术，已可使钢中气体含量降到较低程度。火力发电机组的汽轮机主轴、叶轮、发电机转子等锻件及高压锅炉钢管等已在制造时采用了真空脱气和真空浇铸等技术。

gaoqishi xiangying

高起始响应

(high initial response)　在强行励磁条件下，励磁电压达到顶值与额定电压差值的 95％时所需的时间等于或小于 0.1s 的性能。对具有这种性能的励磁系统称为高起始响应励磁系统。

高起始响应是采用可控整流直接供励磁电流的励磁系统的固有特性，静态励磁系统电压相应时间正常为小于 0.05s，属于快速响应励磁系统。对于交流励磁机系统，其电压响应时间远大于静态励磁系统（取决于交流励磁机时间常数），可通过提高电压强励倍数，使励磁电压按高值 U'_{fc} 增长，如图所示。当励磁机强励电压达到顶值 U_{fc} 时，即将其限制在 U_{fc}，使励磁系统响应时间达到 0.1s，满足高起始响应的要求。



实际高起始响应励磁系统励磁电压的变化

高起始响应励磁系统配合恰当的控制方式，或附加电力系统稳定器，可以提高电力系统暂态稳定性，是大型发电机组常采用的一项重要技术措施。

gaosu qiliu huanre

高速气流换热

(heat transfer in high velocity flow)　气体以接近声速或超声速流过固体壁面时的热交换。因分子间摩擦对气体内部的温度分布产生影响和因密度变化引起气体状态变化使高速气流换热具有一系列新的特性。

由于固体壁面对气流的黏滞作用，壁面附近气流的动能将不同程度地转化成气流的内能，从而表现为局部气体温度的升高。通常，当驻点上和直接贴近壁面的气流被完全滞止时，动能将全部转化成内能而使气体产生相应的温升。但因为热耗散的存在，失去的动能不能全部有效地转化成当地气流温度的升高，在绝热壁面上气流只能升温到恢复温度 T_r，壁面本身也达到数值上与 T_r 相等的绝热壁温 T_{aw}，即

$$T_{aw} = T_r = T_\infty + r\frac{1}{2c_p}u_\infty^2 = T_\infty\left(1 + r\frac{\kappa - 1}{\kappa}Ma_\infty^2\right)$$

式中 T_∞ 是气流的来流温度；u_∞ 是来流速度；Ma_∞ 是相应于 u_∞ 的马赫数；κ 是气体的等熵指数，对于一般的空气和燃气等可近似取 1.4；r 是温度恢复系数，它反映动能被滞止后转化为气流温升的实际份额。对于普朗特数 Pr 接近于 1 的气体，可近似认为：层流时，$r = Pr^{1/2}$；湍流时，$r = Pr^{1/3}$。只有在等熵流动中，被滞止的气流动能才能全部转化成局部的气流温升，即 $r = 1$。

在低速（低马赫数）气流中，动能很小，T_r 与 T_{aw} 很接近 T_∞，不必引入滞止温度的概念。高速流动时，即使 T_∞ 与壁面温度 T_w 相同，甚至于比 T_w 还要低，只要动能足够大，就可能使 T_{aw} 超过 T_w。这时不仅壁面不被冷却，反而还被加热，因为这时确定热流方向的已不是 $(T_w - T_\infty)$，而是 $(T_{aw} - T_w)$。这就是高速气流中特有的气动力加热问题。

高速气流中气体密度的变化幅度很大，须按可压缩流体处理，这使描述气体运动的方程组和方程求解都变得十分复杂。随着计算机技术和空天科技的高速发展，这类问题得以有效解决。

gaowen yanqi fushi

高温烟气腐蚀 (high temperature corrosion on the fire side) 通常发生在锅炉炉膛内水冷壁和过热器受热面烟气侧金属管壁的腐蚀现象，特别在液态排渣炉膛（包括旋风炉）燃烧器标高的熔渣段及其上部水冷壁区域出现较多。燃用高硫分、低挥发分煤种的固态排渣炉，在炉内热负荷过分集中和呈微正压工况下运行时，也会发生炉膛水冷壁高温烟气腐蚀现象。燃油锅炉也会发生过热器高温烟气腐蚀问题。

危害　高温烟气腐蚀会使承压管件的管壁迅速减薄，强度降低，最终导致爆管。而且这种腐蚀往往是大面积的，检查也较困难，更换恢复的工作量较大。

机理　液态排渣炉高温烟气腐蚀多属于高温硫腐蚀。硫腐蚀与附壁层中碱金属化合物的作用有关，而管壁温度是影响腐蚀类型和进行速度的重要外部影响条件。通常高温硫腐蚀大致分为硫酸盐和焦硫酸盐型、硫化氢型以及硫化铁型三种。锅炉实际运行中主要表现其中的两种或三种的复合型腐蚀形式。

腐蚀区受热面上都形成有低共熔点的碱性硫酸盐沾污层。同时烟气中又有煤燃烧生成的 SO_2，SO_2 在高温反应中与自由氧裂解生成的原子氧结合，氧化为 SO_3；煤灰分中的碱土金属硫酸盐（石膏等）热解时也生成部分 SO_3。在碱性硫酸盐参与作用下，基体金属表面氧化铁与 SO_3 产生气相腐蚀，生成碱金属与铁的复式硫酸盐 $R_3Fe(SO_4)_3$。当焦硫酸盐 $R_2S_2O_7$ 与金属基体表面的氧化铁作用时，通过熔盐型腐蚀生成 $R_3Fe(SO_4)_3$。这种腐蚀产物可崩落和熔融迁移。而硫化氢的致腐过程是以气相型和熔盐型的复合腐蚀形式进行的。此外，当燃煤中硫化铁含量较高时，附壁区内有硫化亚铁存在，还会发生硫化铁型腐蚀。

燃用高氯化物燃料时，通常会发生炉内高温氯化物腐蚀现象。

液态排渣炉和旋风炉的高温烟气腐蚀过程，除受到煤灰分特性制约外，主要取决于其高热强度、低氧燃烧和炉烟主气流冲刷炉壁等燃烧工况，这些燃烧工况创造了附壁区域内有利于腐蚀过程发生的条件。另外一个关键因素是管壁基体金属的温度，当温度为300～350℃以上时腐蚀即开始显著。因此随着蒸汽参数提高，腐蚀的可能性渐趋严重。

燃油锅炉的高温腐蚀主要是钒酸盐熔盐型腐蚀。燃油灰分中含有钒化合物，其与碱金属氧化物及硫化合物作用，会生成低熔点的钒酸盐。当 Na_2O/V_2O_5 比值为1.5左右时，碱性钒酸盐与硫酸盐生成低熔点化合物，导致在约600℃管温条件下的熔盐型腐蚀。

预防措施　主要有：①采用低氧燃烧技术；②在运行调整上合理配风，防止煤粉冲刷炉壁，改善附壁的烟气气氛；③各燃烧器间煤粉浓度尽可能均匀，防止热负荷过分集中；④加添加剂防止高温腐蚀；⑤涂敷炉衬或采用表面渗铝的钢管也有一定效果，后者在液态排渣炉上广泛使用。

gaowen zhengqi guandao shouming

高温蒸汽管道寿命 (life of steam pipings) 高温蒸汽管道从开始运行至失效时的累计运行时间。火力发电厂的高温蒸汽管道主要指主蒸汽管道（包括母管）、高温再热蒸汽管道和导汽管等，是火电厂的重要高温部件。由于布置在锅炉和汽轮机之外，且用大口径钢管制造，一旦失效则会发生灾难性事故，因此研究并把握高温蒸汽管道寿命，特别是超期运行电厂的蒸汽管道寿命，具有重要的意义。

高温蒸汽管道的设计依据管道设计温度下的持久强度时间条件值，如依据 10^5h 或 2×10^5h 的持久强度计算许用应力来设计管道的壁厚，并不意味着管道的设计寿命为 10^5h 或 2×10^5h。高温蒸汽管道的实际运行寿命往往超过 2×10^5h，所以高温蒸汽管道的实际寿命成为火电厂安全运行普遍关心的问题。解决这个问题的方法是按照管道系统各部件的寿命损耗机制进行寿命预测。

管系构件寿命损耗机制　对高温蒸汽管道的直管段、弯管、焊缝、三通、阀门等构件，要根据各自运行工况的特点和寿命损耗机制来选取不同的寿命预测方法。高温蒸汽管道的直管段，运行时温度和应力分布均匀，且应力水平较低，在承受基本负荷时，其主要的寿命损耗机制是蠕变损伤，可选取蠕变寿命预测方法；若机组调峰和频繁起停，则为蠕变-疲劳交互作用损伤机制，可选取蠕变-疲劳交互作用寿命预测方法。弯管、焊缝、三通、阀门等运行时有局部的应力集中，且应力集中处应力水平较高，在承受基本负荷时，其主要的寿命损耗机制与直管段相同，但需特别注意局部应力集中区域的快速蠕变引起的提前损坏；如机组调峰和频繁起停，则需视调峰工况和起停频率的高低选用蠕变-疲劳交互作用损伤寿命预测方法，甚至是疲劳占主要成分的寿命损耗机制；另外，还必须注意局部地区的变形集中现象所引起的提前损坏。

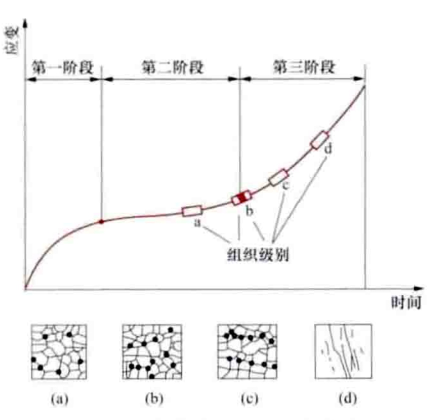
高温蒸汽管道寿命预测方法　较常用的有综合分析法和蠕变孔洞及蠕变（或疲劳）裂纹检查法。一般在管道将到达设计寿命或做寿命预测时，或认为安全有问题时进行。

综合分析法　较普遍地用于直管段寿命预测，也可用于弯管等。是通过对超期运行蒸汽管道的普查，然后选取一段或几段有代表性的管段进行鉴定试验，再根据试验结果得出超期运行后钢管材料的组织老化程度和性能水平，综合普查结果，分析可继续安全运行的时间。普查的目的有：①了解运行历史，尤其是运行超温情况和历次蠕变测量结果；②查清宏观缺陷情况，消除超标缺陷；③查清钢号和组织，消除错用钢材，了解金属组织性能变化程度，如球化程度等；④检查支吊架，消除缺陷并调整；⑤割取有代表性的管段，用于鉴定试验。鉴定试验包括钢的化学成分，室温和运行温度下的力学性能，金相组织检验，碳化物分析，蠕变和持久强度试验以及考虑调峰及频繁起停工况时的蠕变-疲劳交互作用试验等。综合分析时除主要考虑持久强度值外，还需综合考虑其他试验结果以及管道蠕变测量结果等，然后得出结论。限于持久强度外推时间限制，每次分析确定的可继续安全运行的时间最长为 10^5h。对于超期运行的高温蒸汽管道，综合分析法可在上次预测寿命将到达时再次继续应用。

蠕变孔洞及裂纹检查法　主要用于弯管、焊缝、三通、阀门等部件。对弯管外弧面、阀门壳体变截面处、三通肩部和腹部以及焊缝等应力集中地区做宏观蠕变裂纹或疲劳裂纹检查。发现裂纹即行修补或更换。用复膜金相法做蠕变孔洞检验。检查部位与宏观蠕变裂纹检查相同。利用如附图所示的与蠕变曲线的关系或蠕变孔洞量与寿命损耗程度的关系来

决定其剩余寿命。

高温蒸汽管道的延寿　主要延寿措施集中在弯管等易于应力集中的部件上，因为这些部件的寿命比直管短。主要延寿措施有设计时使弯管壁厚加厚并大于直管段。另外，也可用管道支吊架调整方法来使高温管道的弯管等的寿命接近直管段。



蠕变孔洞与蠕变曲线的关系示意图
(a)、(b) 图中黑点表示空洞；
(c)、(d) 图中已出现晶间裂纹

高温蒸汽管道寿命研究的进一步的研究方向是：继续完善现有的寿命预测方法，包括寿命判废标准和蠕变-疲劳交互作用寿命预测方法，以满足日益增长的调峰任务的需要，以及进一步开发新的寿命预测方法，包括在线和离线的寿命诊断技术等。

gaoxiao yeshan

高效叶栅　(advanced cascade)　基于三维理论和方法设计的高效率、低损失叶栅。

高效叶栅的新技术主要有：在叶型造型方面，吸力面、压力面均由高阶连续光滑曲线（不是圆弧）构成，避免了流道速度的突跳；叶型前缘小圆半径较小且具有更好的流线形状，在来流方向（攻角）大范围变化时仍保持低损失特性；叶型尾缘小圆半径较小，尾缘损失低；较大的叶型最大厚度、强度和刚性性能更好；复合弯扭叶栅及静、动叶栅优化匹配等。

高效叶型和三维叶栅是汽轮机通流部分优化设计的基础。在汽轮机通流部分气动热力设计进步的历程中，20世纪50～70年代为第一阶段，气动热力设计依靠平均截面上的一维计算即速度三角形法进行，叶片采用等截面直叶片或忽略径向分速度的自由涡流型设计选型。20世纪80年代开始为第二阶段，子午面和叶栅流场的二维计算与设计方法得到广泛应用，静、动叶片采用扭转造型，气动热力设计进入一维/二维阶段，汽轮机效率提高约1.5%。从20世纪90年代开始为第三阶段，应用新一代高效叶型、复合弯扭叶栅及静、动叶栅优化匹配的三维设计，即用三维Navier-Stockes (N-S) 方程分析汽轮机级的全三维流场，气动热力设计进入一维/二维/三维阶段，汽轮机效率比第二代又提高1.5%～2%。

典型的高效叶栅有采用后加载型的叶栅、分流叶栅、复合弯扭叶栅和子午面收缩调节级静叶栅等。

采用后加载型的叶栅　工质能量转换主要在叶栅通道后半部分完成的叶型，可以减弱通道二次流强度，减少叶栅通道的总损失。

与传统叶型表面的气动负荷出现在叶型流道的前部或均匀加载不同，后加载叶型表面的最大气动负荷出现在叶型流道的后部，即相对弦长60%～70%处。图1为后加载叶型与传统叶型的对比。后加载叶型的主要特点是叶型吸力面上的气流在喉部以前加速，而在喉部以后适当扩压。其主要优点不是降低二维叶型损失，而是通过削弱通道二次流强度，降低叶栅通道的三维总损失。这是叶型设计由二维概念向三维概念的重大进步。后加载叶型可使叶栅总损失下降20%～30%，对提高叶栅效率有显著作用。同时，后加载叶型在来流攻角±30°范围内损失基本不变，优于传统叶型相应±20°的攻角范围，这对变工况运行时通流部分维持较高的热力性能是有利的。由于叶型最大厚度较大，后加载叶型在强度方面还明显优于传统叶型。国内外最新的汽轮机静、动叶型都具有明显的后加载特征。

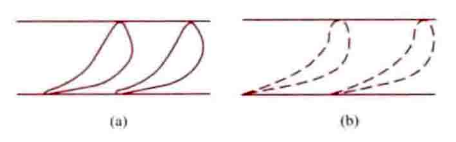


图1　典型后加载叶型与传统叶型
(a) 典型后加载叶型；(b) 传统叶型

分流叶栅　由宽的主流叶片和窄的分流叶片按一定规律排列组合的叶栅。汽轮机高压及中压隔板的压差较大，为保证隔板的强度和刚度，传统采用加强筋配窄静叶叶栅的结构（图2）。由于加强筋与窄静叶接合部位在几何尺寸上存在突变，以及该结构常因加工原因使加强筋与静叶发生错位，流动损失较大。分流叶栅则由宽的主流叶片代替原加强筋，和窄的分流叶片组合成叶栅（图3），既可保证隔板的强度和刚度，又使流动损失大幅度降低。分流叶栅中宽叶片主要用来满足强度和刚度的需要，窄叶片则主要用来满足气动性能的需要。宽叶片前部的气动载荷应尽量减小，而其后部的气动载荷应尽量接近窄叶片的特征。由于隔板存在中分面及中分面附近静叶片变形和应力最大的特点，宽叶片和窄叶片的组合可按等强度原则采用不同疏密的分布。分流叶栅不仅避免了传统加强筋配静叶栅结构的缺点，还能使汽流在主流叶片后段连续加速，大幅度地减薄边界层，使整个叶栅的二次流损失降低。与传统的加强筋加静叶栅相比，分流叶栅可使级相对内效率提高4个百分点以上。

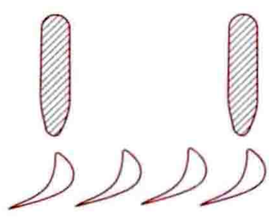


图2　传统加强筋结构叶栅

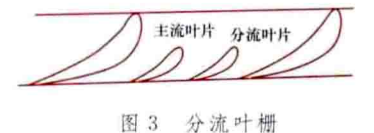


图3　分流叶栅

复合弯扭叶栅　兼有弯曲叶片和扭转叶片特性的叶片组成的叶栅（图4），复合弯扭造型使叶栅两端出口气流角增大，做功能力减小，而中部出口气流角减小，做功能力增加，可大幅度降低叶栅二次流损失，有利于改善静、动叶栅内部的三维流场。复合弯扭叶栅的弯曲及扭转规律与叶栅的叶型、径高比、焓降（出口马赫数）等有密切关系。沿叶高不同的弯曲和扭转造型，使叶栅内气动热

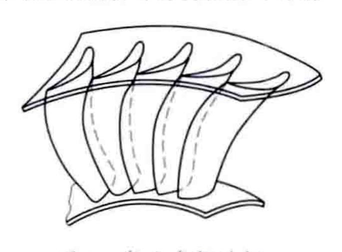


图4　复合弯扭叶栅

力参数沿叶高有不同的分布规律，这就为叶栅设计者提供了更多的设计自由度。复合弯扭叶栅的出现，使轴流透平流型设计真正扩展到三维空间。与传统扭叶栅相比，复合弯扭叶栅的总损失要低20%～25%，可使汽轮机级效率提高1.5～2个百分点。

子午面收缩调节级静叶栅　子午面收缩降低了叶栅流道前段的负荷，减少叶栅的二次流损失。调节级静叶栅的相对叶高很小，二次流损失占叶栅总损失的比例很大，本技术可降低静叶损失20%～25%，提高级效率1.5～2个百分点。

gaoya peidian zhuangzhi anzhuang

高压配电装置安装

(switchgear installation)　主要分为空气绝缘的屋外型高压配电装置和六氟化硫气体绝缘金属封闭开关装置（GIS）两类。

屋外型高压配电装置安装　现场安装工作包括接地装置、铁构架、断路器、隔离开关、互感器、电容器、避雷器、阻波器、母线、设备连接线及引下线、绝缘子、二次设备安装，电缆敷设及接线，交接试验等作业内容。图1所示为750kV屋外型高压配电装置。



图1　750kV屋外型高压配电装置

六氟化硫气体绝缘金属封闭开关装置安装　将全封闭组合电器的组装元件按照一定的顺序进行安装和调整，再完成六氟化硫气体的充注和电气交接试验等工作。对设备基础标高、基础轴线和预埋件允许偏差等有严格的质量验收标准，对作业现场空气湿度、灰尘、通风等环境条件要求较高，设备安装精度要求高。图2所示为六氟化硫气体绝缘金属封闭开关装置。



图2　六氟化硫气体绝缘金属封闭开关装置

gaoya peidianzhuangzhi buzhi

高压配电装置布置

(high voltage electrical switchgear installation layout)　将火电厂电气主接线中高压配电装置接线所确定的电气设备合理布置的设计。

布置方式可分为35kV级的屋内、屋外敞开式和开关柜布置型式，110kV及以上级的屋内、屋外敞开式和SF_6气体绝缘金属封闭开关装置（GIS）布置型式。

高压配电装置通常布置在主变压器区外靠出线侧方向，扩建方向与主厂房扩建方向一致，有两级电压时，一般将较高电压级布置在扩建端。发电厂总平面布置时，屋外配电装置需布置在循环水冷却塔冬季盛行风向的上风侧，并位于主厂房最小风频的下风侧。

gaoyayou dingzhou zhuangzhi

高压油顶轴装置

(high pressure oil jacking equipment)　盘车装置投入前或退出后，用高压油将汽轮机转子轴颈顶起的设施。轴承内的油膜必须待轴的转速达到一定数值时才能形成。在汽轮机起动冲转或停机降速临近停止时，为了防止轴颈面与轴承瓦面之间形成干摩擦，从轴承乌金面最低处注入一股高压油，将轴顶起0.03～0.10mm，使轴面与瓦面之间强行建立油膜，并可有效地减少盘车装置的起动力矩，保护轴瓦和轴颈不被破坏，防止轴发生弯曲。

顶轴装置所需高压油，由容积式螺杆泵或柱塞泵供给，进入各下半轴承内部孔道，引至下瓦表面油袋中。油袋为一长方形凹面，其面积为轴承投影面积的3%～5%，深度为0.1～0.15mm，过大或过深会影响正常运转的油膜状态。当顶轴油泵开始起动而转子尚未被顶起的瞬间，顶轴油压（视转子重量而定）可能达30MPa。当转子已顶起排油通畅后，油压即下降至一稳定值。投入顶轴油泵后，如油压偏高，说明转子未被顶起，排油不畅；如油压偏低，则表明有漏油现象。当轴颈未被顶起时，盘车装置不得投入。当转子速度达到规定转速，轴承内油膜已形成，即可停止顶轴油泵。在停机时，转子转速降至一定转速后即可投入顶轴油系统。

geban

隔板

(diaphragm)　汽轮机汽缸中用来固定喷嘴或导叶，并形成汽轮机各级之间的分隔间壁的部件。

隔板工作时承受着蒸汽的压差，在汽轮机高压部分，此压差往往较大；而在低压部分，蒸汽压差虽然较小，但隔板本身面积较大，由压差引起对隔板的总作用力还是比较大，隔板在运行中会产生较大的应力。因此，保证隔板具有足够的强度是必要的。隔板和叶轮之间的间隙一般都很小，为了避免隔板在压差作用下产生过大的挠度而造成动静部分碰磨，还必须保证隔板有足够的刚度。

根据工作处蒸汽温度的不同，隔板选用不同的材料和结构形式。通常有焊接式和铸造式两种结构。位于湿蒸汽区的隔板带有去湿装置。一般隔板固定在汽缸上或隔板套上，为了便于装拆，隔板均制成水平对开的两半。焊接式隔板的中分面是平切的，铸造式隔板的中分面是斜切的。隔板的中分面处为了减少漏汽装有径向键。

隔板可直接装在汽缸中，也有将数级隔板装在隔板套

中。反动式汽轮机采用静叶环及静叶环套结构；抽汽供热汽轮机采用旋转隔板来调整抽汽量。

焊接式隔板　静叶片嵌装在冲有叶型孔槽的内外围带上（见图1），焊接成环形叶栅，或由带冠静叶片焊接成环形叶栅，然后再与隔板外环、隔板体焊接在一起。在隔板外环的出汽边焊有径向汽封体，其上镶嵌有汽封片，成为动叶围带顶部的径向汽封。

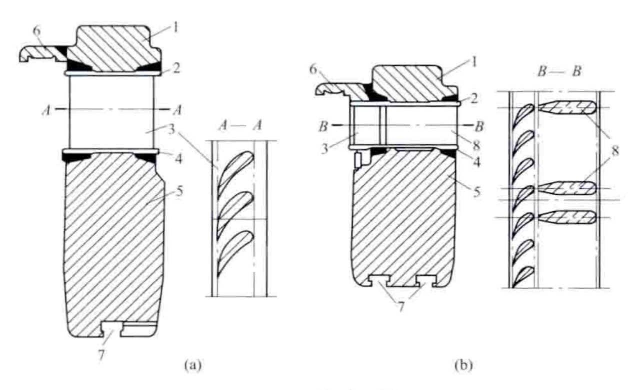


图1　焊接式隔板

(a) 普通焊接隔板；(b) 带加强筋的焊接隔板

1—隔板外环；2—外围带；3—静叶片；4—内围带；5—隔板体；6—径向汽封；7—汽封槽；8—加强筋

过去当隔板的汽道高度较小时，为了减少汽道上下端部的二次流损失，采用了较窄的静叶片，隔板上的载荷由兼起导向作用的加强筋来承受。现在大容量汽轮机为了提高效率，降低静叶型线损失，已采用多分流静叶栅，以减少静叶损失（见高效叶栅）。

铸造式隔板　将成形的静叶片放入砂型中，在浇注隔板时，将静叶片两端铸入隔板的外缘和隔板体中，这种结构制造方便，成本较低（见图2）。但其结构强度较差，在大型机组中均已改用焊接式隔板。

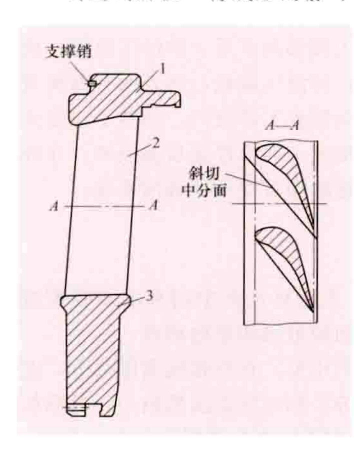


图2　铸造式隔板

1—外缘；2—静叶片；3—隔板体

旋转隔板　抽汽供热机组中，为了调整抽汽量，采用周向和径向旋转隔板，如图3和图4所示。周向旋转隔板两侧由于存在蒸汽压差，使旋转环与不动隔板之间摩擦阻力较大，一般设置有平衡室（卸载机构）来减小旋转环的压紧力，可以减小油动机驱动力矩。另外采用径向旋转环则蒸汽压差被平衡掉，容易转动。旋转隔板适用于大流量的中低压抽汽场合，在汽缸中占位小，易于布置，但调节性能不如调节阀好。如西门子公司单缸反动式抽汽冷凝机组就采用内置式调节阀结构（见图5）。

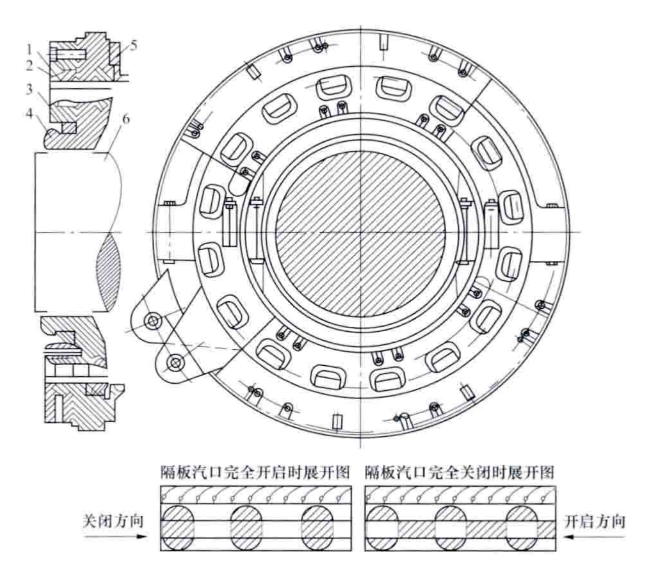


图3　周向旋转隔板

1—平衡室；2—罩环；3—转动环；4—隔板；5—径向汽封体；6—主轴

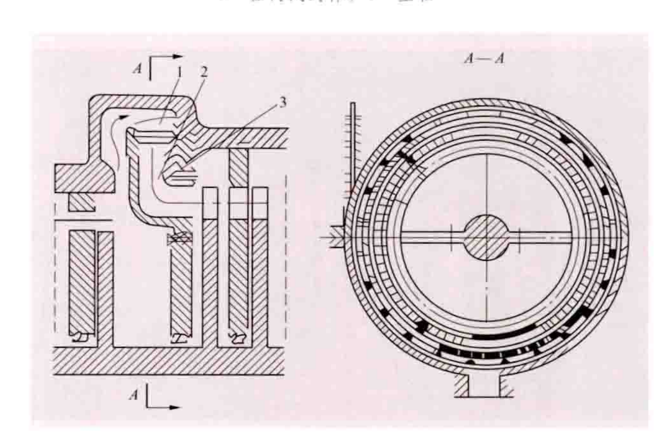


图4　径向旋转隔板

1—转动圆环；2—蒸汽室；3—隔板

隔板套　隔板可直接装在汽缸加工出的隔板洼窝中，但大功率冲动式汽轮机为了简化汽缸结构与加工，多设有隔板套。将数级隔板装在隔板套加工出的隔板洼窝中，而隔板套装在汽缸加工出的沟槽内。隔板在汽缸中受热，沿外圆周径向向外膨胀，装在洼窝中要有2～3mm的间隙。隔板套以给水回热加热的抽汽点分段，隔板套与汽缸之间形成抽汽腔室。

隔板套由铸钢或铸铁制成（低于250℃以下用铸铁）。隔板套要承受内部蒸汽压力，所以在中分面用螺栓紧固。隔板套在汽缸内的固定方法见支承方式和滑销系统。

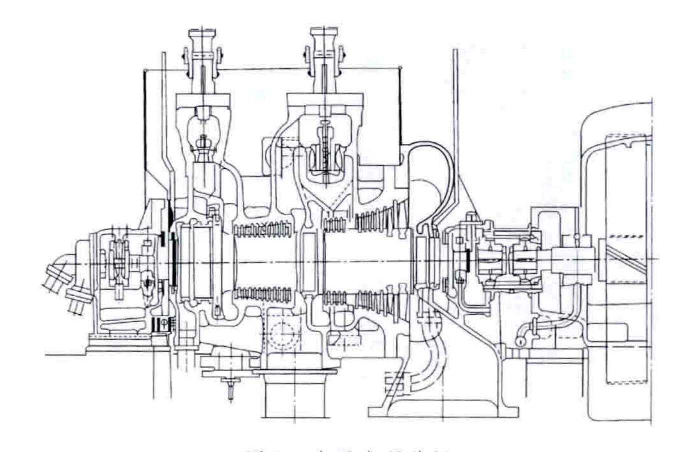


图5　内置式调节阀

去湿装置　在额定工况下，蒸汽在某些级的静叶栅中膨胀开始进入湿蒸汽区，蒸汽中含有的水滴不仅会降低汽轮机的效率，还会使动叶片产生水蚀，从而缩短叶片的使用寿命，在变工况运行时，湿蒸汽区域还会扩大。因此需要尽可能采取措施排除蒸汽中的水滴。有一种办法是在隔板外缘的进、出口边均铸有去湿槽，与固定在汽缸上的去湿环构成去湿装置(见图6)。隔板进口边的去湿槽是收集上一级动叶出口的水滴，由吸汽口疏出，从低压缸下部的孔疏往凝汽器。低压缸为了提高效率，末级、次末级静叶采用空心叶片并在静叶上开有径向槽，将静叶空心内腔与凝汽器相通，这样可除掉蒸汽中水分，提高末两级的效率。

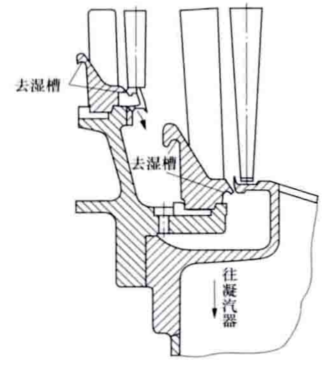


图6　隔板去湿装置

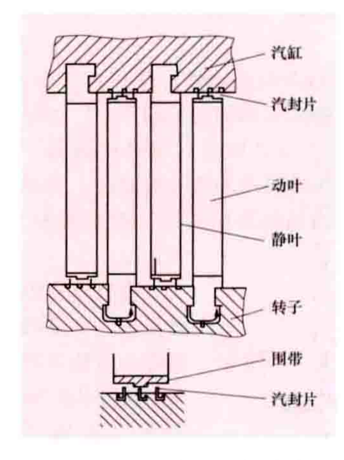


图7　反动式汽轮机叶片

静叶环　反动式汽轮机静叶片组装成静叶环。静叶环根部具有汽封片与转子形成汽封，防止漏汽。顶部具有叶根，其型式如图7所示。

静叶环具有水平中分面，分为上下两半，中分面上静叶被切成两部分的接合面间隙应小于0.1mm。否则应在静叶片上堆焊，刮研到密合。静叶环在汽缸中受热沿内圆周径向向内膨胀，将静叶环沿周向分成六块，外圆周严实，内圆周留有膨胀间隙。

静叶环套　为了简化汽轮机结构，在大功率反动式汽轮机中设有静叶环套。将几级静叶环固定在静叶环套中。静叶环套与隔板套相同，按抽汽口位置分成数段，每段为一独立体，装于内缸的凸缘上。静叶环套亦有水平中分面，上、下静叶环套用法兰螺栓紧固在一起，以保持承受内压(见图8)。

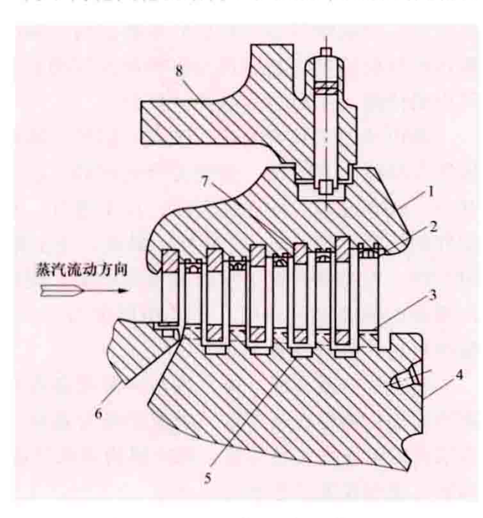


图8　350MW机组中压第1级组

1—第2静叶环；2—复环；3—制动块；4—汽轮机转子；5—密封片、锁紧片；6—中压平衡活塞环；7—锁紧块；8—高中压内缸

geban sunhuai

隔板损坏　(diaphragm damage)　隔板被磨损或断裂，丧失工作能力的失效现象。运行中隔板的损坏可能会导致机组强烈振动、叶片断裂、叶轮损伤事故，甚至引发轴系断裂、毁机等特大事故。

隔板与叶轮之间的碰磨事故多发生在机组的起停过程中。隔板与叶轮之间设计有一定的轴向、径向间隙，以避免因隔板弹性变形、温度、外力和振动的影响而产生碰磨，一旦间隙消失，隔板即可由于碰磨而损坏。

根据隔板应力和挠度的分布规律，在大压差作用下隔板破坏具有以下特征：板体和外环均在与中分面成90°处首先断裂；导叶的叶顶均在中分面进汽侧处首先断裂；导叶的叶根均在中分面出汽侧处首先断裂。

隔板损坏的原因　主要有：①隔板的材质或加工存在严重缺陷，降低了材料的强度；②隔板具有较大的弹性挠度或残余变形，以及在巨大的外力撞击下致使破坏；③隔板的导叶插入深度不够、浇铸结合不良，在大压差的作用下，从根部或顶部拔出脱落；④在低压缸存在有瞬时进入大流量蒸汽的工况，低压隔板在压力波冲击的作用下，造成隔板级间压差远大于设计压差，超过了隔板的实际强度极限而断裂。

防止隔板损坏的措施　主要有：①合理设计和调整各级隔板与叶轮之间的动静间隙；②在机组起停及变工况的过程中，注意调整和控制胀差，严格控制上下缸温差，防止汽轮机进水或冷汽；③严防汽轮机尤其是低压缸瞬时进入高参数大流量蒸汽；④定期检查隔板水平中分面处的挠度变化及导叶有无缺陷；⑤隔板的最大残余变形量应符合相关标准。

geli kaiguan

隔离开关　(disconnecting switch)　一种在分闸位置时其触头之间有符合规定的绝缘距离和可见断口，在合闸位置时能承载正常工作电流及短路电流的开关设备。当工作电流较小或隔离开关每相的触头两端的电压在关合和开断前后无显著变化时，隔离开关具有关合和开断回路的能力，兼有操作和隔离功能。

用途　隔离开关在电力系统中主要具有隔离和操作的功能，具体作用与电气主接线有关。例如，双母线接线的母线隔离开关在正常运行时起切换母线的作用，用以将某个回路接入运行方式所规定的工作母线；在检修断路器时，打开母线及出线隔离开关，在被检修的断路器两侧形成明显的空气间隙断开点，起隔离的作用。因此双母线接线中的隔离开关，既有隔离作用，又有操作功能。而在单母线接线或一个半断路器接线中的隔离开关，则只在检修断路器时起隔离作用。此外，双母线接线中的母线隔离开关在进行切换母线倒闸操作的过程中，同一回路的两组母线隔离开关与母线联络回路会形成环路，为此，母线隔离开关分闸时要具备切除环路电流的能力。

结构型式和主要类型　隔离开关在关合位置时，能承载工作电流，但不能切除短路电流和大的工作电流。隔离开关没有灭弧装置，结构比断路器简单得多，只需要考虑工作电流的发热和短路电流的动、热稳定性。隔离开关主要由绝缘瓷柱（支柱绝缘子）和导电活动臂组成。按照支柱绝缘子的

数量划分，一般有单柱式隔离开关、双柱式隔离开关、三柱式隔离开关和V型隔离开关等几种型式。按照支柱绝缘子的数量和导电活动臂的开启方式划分以下四种型式：①单柱垂直伸缩式隔离开关，上半部为折叠式导电杆，下半部为一个垂直绝缘支柱，导电杆能上下活动，开断时可形成一个垂直方向的空气间隙。它可以直接布置在母线下方，按照不同的母线设计方案，三相隔离开关可以垂直于母线中心线布置，也可以错开布置。②双柱水平旋转式隔离开关，两个绝缘支柱分开并垂直布置，开断时其顶部活动杆在水平面内分别旋转90°，形成一个水平方向的空气间隙，也有两个支柱成V型布置，即V型隔离开关。③双柱水平伸缩式隔离开关，在一个绝缘支柱上安装静触头，另一个绝缘支柱上安装折叠式导电杆，导电杆能水平伸缩，开断时可形成一个水平方向的空气间隙，如图所示。④三柱水平旋转式隔离开关，三个绝缘支柱分开并垂直布置，两边侧绝缘支柱固定不动，中间绝缘支柱上部安装一个水平式活动导电杆，开断时它在水平面内旋转约60°，形成两个水平方向的空气间隙。



550kV水平伸缩式隔离开关（陈海焱 提供）

主要技术参数 包括额定电压、额定电流、额定短时耐受电流、额定峰值耐受电流、隔离开关母线转换电流开合能力的额定值、接地开关感应电流开合能力的额定值等参数。

额定电压 隔离开关在正常情况下工作的电压，至少应等于隔离开关安装处系统的最高运行电压。

额定电流 在额定环境条件和额定电压下，隔离开关长期连续工作时的允许电流。应适应于运行中可能出现的任何负载电流。

额定短时耐受电流 在规定的使用和性能条件下，回路和处于合闸位置的开关装置所能承受的电流。应不小于系统中可能出现的最大短路电流。

额定峰值耐受电流 在规定的使用和性能条件下，回路和处于合闸位置的开关装置所能承受的峰值电流。应不小于使用地点预期短路电流的最大峰值。

隔离开关母线转换电流开合能力的额定值 隔离开关将负荷从一条母线转移到另一条母线上时所能开断和关合的最大电流值。

接地开关感应电流开合能力的额定值 接地开关所能开断或关合的感性或容性电流的最大值。当线路采用同塔双回或多回，或不同塔线路平行邻近布置时，带电线路将对不带电线路产生电磁感应和静电感应能量，根据不带电线路是一端接地或两端接地，在不带电线路上将流过容性或感性电流，接地开关应具有相应的开合这种电流的能力。

发展 中国于20世纪60年代中期及70年代末自主研制出363、550kV超高压隔离开关。2003年底国内厂家开发出具有开合感应电流能力的550kV接地开关。2005年800kV隔离开关投入运行。2009年1100kV隔离开关（GIS）投入运行。

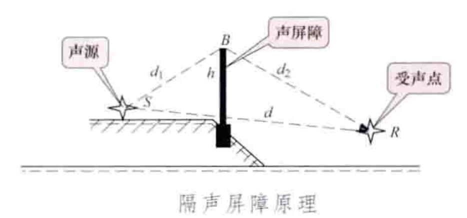
gesheng pingzhang

隔声屏障

隔声屏障 （sound insulation screen） 用来阻挡声源和接收者之间直达声的板状或帘幕状屏蔽物。隔声屏障多用于发电厂厂房内噪声源周围局部区域的噪声降低，以及室外的交通噪声控制和冷却塔及风冷机组的噪声治理等。

隔声屏障的原理，是在噪声传播的途径上，设置几何尺寸大小和声波波长可比拟的屏障。在屏障后面的一定区域内，形成低声级的声影区。

隔声屏障一般具有吸声和隔声双重功能。从结构上看，隔声屏障通常具有至少一层的密实材料构成的隔声层，以保证透射声压级比绕射声压级低10 dB以上；面对声源的一侧，则通常附带吸声功能。户外的隔声屏障一般用砖、混凝土、钢板、塑料板等建造，室内的隔声屏障则一般用钢板、木板、玻璃或塑料板建造。



隔声屏障原理

隔声屏障原理见图，其降噪量通常用插入损失（IL，dB）来表示（见隔声罩），一般不超过25dB（A）。屏障设立位置越靠近噪声源或接收点，降噪效果越好。

geshengzhao

隔声罩

隔声罩 （acoustic enclosure） 将噪声源封闭在局部空间，阻隔噪声对外辐射的罩状结构。隔声罩主要用于强噪声声源的治理，其原理是将噪声源与接受者分开，阻断空气声的传播，从而达到降噪的目的。

隔声罩通常具有隔声、吸声、阻尼、隔振、通风、消声等综合功能，其结构一般是完全封闭的，也可以留有必要的开口、观察孔等。外壳通常由一层不透气、具有一定质量和刚性的材料（如2mm的钢板）制成，壳上附有一定厚度的阻尼层，以抑制外板的吻合效应和共振。隔声要求较高的隔声罩在内壁铺以吸声层，多采用厚度为60～100mm的多孔吸声材料，外覆穿孔面板。

隔声罩一般自成一体，如与声源设备连在一起则不可有刚性连接；通常在隔声罩、声源设备与基础之间采用隔振垫等措施以阻止振动的传播。隔声罩的通风管道等要做好消声，门窗、观察孔要注意密封。

隔声罩的降噪效果通常用插入损失（IL，dB）来表示，其定义为在隔声罩设置前后，同一接收点的声压级之差。隔声罩壳体的构件隔声量越大，插入损失越大；罩内表面的平均吸声系数越大，插入损失越大。一般来说，固定密封隔声

罩的插入损失为30～40dB（A），活动密封隔声罩的插入损失为15～30dB（A），局部敞开隔声罩的插入损失为10～20dB（A），具有通风散热并配置消声装置隔声罩的插入损失为40dB（A）。

采用隔声罩的一般原则是：厂房等局部区域内的强噪声声源设备不多，但其对周围环境的噪声污染达到非治不可的程度，且声源设备外的其他声源设备的综合噪声级与之相比明显不高。电厂的许多声源设备，如空气压缩机、发电机、电动机等，均可采用隔声罩来治理噪声。有的设备如钢球磨煤机，加装隔声罩后，可能引起操作不便或通风散热不畅，可将整个机房当作隔声罩处理。

geifenji

给粉机　（pulverized coal feeder）　自煤粉仓向锅炉燃烧器一次风管道配送煤粉的装置。运行中，要求给粉机能跟随锅炉负荷的变化调节其给粉量，并保证供给每只燃烧器的煤粉量均匀。常用的有螺旋给粉机和叶轮式给粉机。

螺旋给粉机（见图1）　通过螺旋轴的转动把煤粉从煤粉仓下面取出推送到出口。采用直流电动机拖动，运行中通过改变电动机转速调节输出的煤粉量。螺旋给粉机具有结构简单、维护和检修方便、运行中不受夹杂物（木屑等）影响等优点。缺点是给粉量不够均匀，易出现煤粉自流现象。

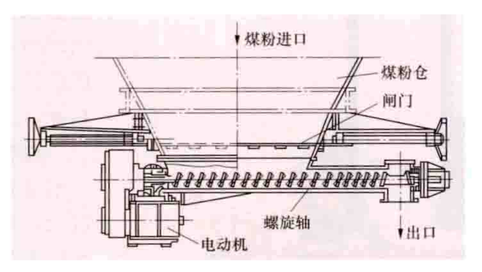


图1　螺旋给粉机

叶轮式给粉机（见图2）　采用电磁滑差或变频调速改变其转数来实现给粉量的调节。减速系统由一级蜗轮与蜗轮副构成。运行中，通过蜗轮带动主轴上的刮板、并使相互隔开的两层叶轮旋转，实现给粉。运行时，煤粉自煤粉仓流入给粉机上部，通过隔板上的缺口进入供给叶轮的齿槽内，旋转的叶轮带着煤粉在供给叶轮壳内转180°到供给叶轮壳缺口处，落到下面的密封叶轮的齿槽，该叶轮再转180°把煤粉带到下面的缺口处，然后使煤粉落到出口管中。叶轮式给粉机结构较复杂，但密封性好，给粉均匀，可防止煤粉自流，适用于流动性好的煤粉。

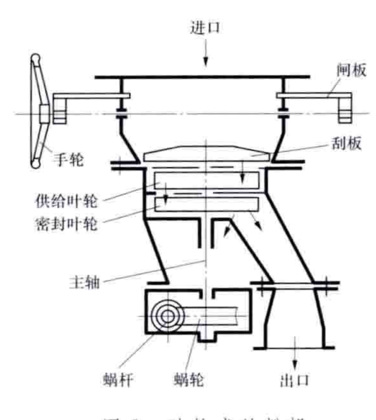


图2　叶轮式给粉机

geimeiji

给煤机　（coal feeder）　按照负荷要求能准确调节磨煤机给煤量的机械设备。它布置在原煤斗与磨煤机之间，在直吹式制粉系统中，给煤量直接与锅炉负荷相适应。给煤机类型多种多样，按结构特点和工作原理有容积式和重力式两种。

容积式给煤机中应用较广的有圆盘式给煤机和刮板式给煤机，其结构示于图1和图2。

圆盘式给煤机利用调节圆盘转速、内套管位置改变圆盘上的给煤量，调节刮刀角度以改变刮煤量。具有结构紧凑、密封性好等优点，但遇高水分煤时易产生堵煤和打滑。

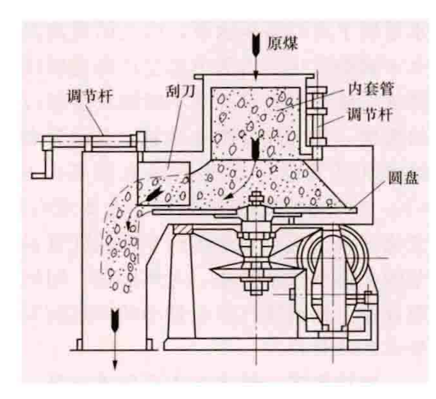


图1　圆盘式给煤机

刮板式给煤机通过调节给煤机转速和调节闸板位置实现调节给煤量。可制成全封闭式，煤种适应性较广，但占地较大，运行中当煤压实之后刮板有时浮起，易被煤中木块、石块卡住而断煤。

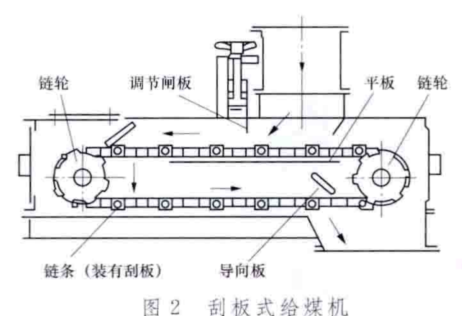


图2　刮板式给煤机

皮带电子重力式给煤机是重力式给煤机中的一种，其结构示于图3。给煤机壳体内装设的两根称重托辊，与皮带组成一个称重跨，在称重跨中的一个称重辊上面装有精密的称重传感器，可产生单位皮带长度上输煤重量的载重信号。在主动皮带轮上装有光电测速传感器，产生速度信号。两个信号输入乘法器，即可得到给煤率。当给煤率与所需的锅炉燃烧率不符时，可通过改变皮带速度满足要求。该给煤机还可显示某一运行期间的累积输煤量，具有称重精确（精确度可达±0.5%）、运行可靠、尺寸紧凑、密封性好、适用于正压运行等优点，在大型锅炉机组上得到了广泛应用。

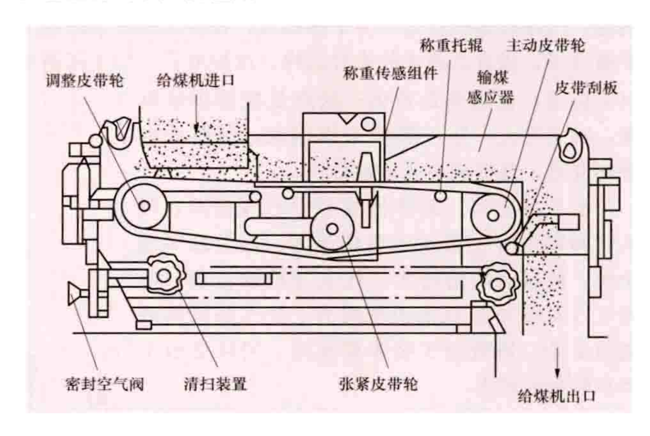


图3　皮带电子重力式给煤机

geishuibeng

给水泵　（feed-water pump）　将给水从除氧器水箱或者直接从上一级低压加热器抽出升压输送到锅炉的泵。给

水泵属于高温高压水泵，吸入的是高温饱和水，出口水压也大于锅炉汽压。由于电力生产的连续性以及锅炉不能缺水的要求，给水泵必须连续不断地安全运行，且能根据锅炉负荷的需要，相应改变给水流量，还要能维持在小流量下运行。给水泵是发电厂功耗的最大设备，有的高达主机容量的4%，故要求有较高的效率，并要求在较大流量范围内效率变化平缓。为了安全运行和降低除氧器布置高度，要求给水泵的必需汽蚀余量小。为解决这一问题，有的机组在给水泵前设置一低转速汽蚀余量小的单级前置泵。（见除氧器运行、给水泵运行）

结构型式 给水泵为多级离心泵。主要部件有叶轮、导叶、轴、平衡推力机构、吸入室、压水室、壳体、轴端密封等，见图1。根据泵体结构型式的不同可分为圆环分段式、水平中开式和双层壳体圆筒式三种。大容量机组普遍采用后一种给水泵。

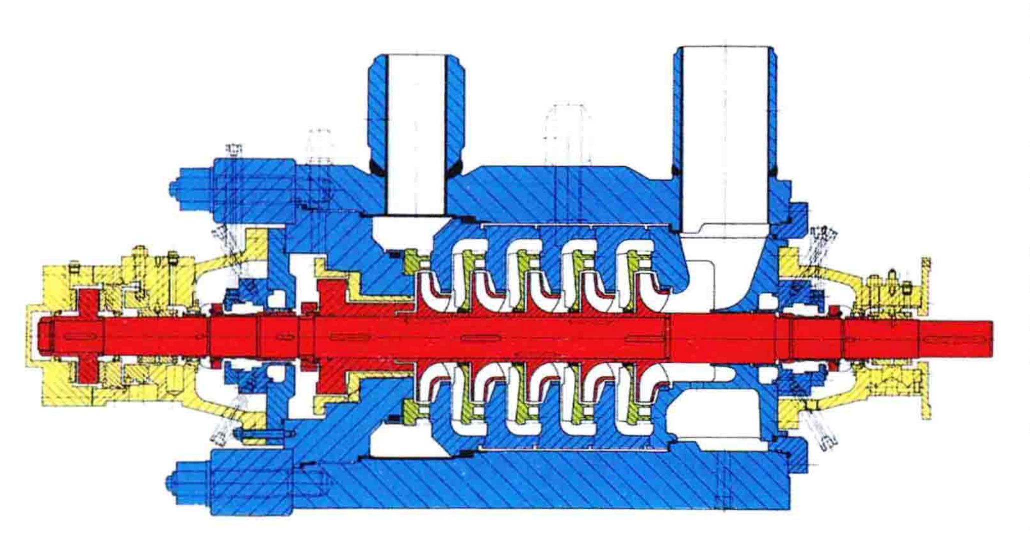


图1 大型给水泵剖视图

圆环分段式 将几个相同叶轮（有时首级采用抗汽蚀性能较好的具有较大入口直径的叶轮），以相同方式装在一个轴上，由装有导叶的中段串起来工作，两端装有吸入盖和排出盖，由穿杠螺栓拉紧。为平衡推力，在高压端有平衡盘或平衡活塞，或者是两者的组合结构。这种型式多用于超高压以下机组，优点是造价低；缺点是检修拆装麻烦，轴向力大，穿杠螺栓紧固困难，负荷或参数突变时，易形成泵壳泄漏冒汽。

水平中开式 泵体做成沿中心线分开，吸入管和排出管与泵座成整体浇铸。这类泵多用于中、低压锅炉的给水。优点是检修方便，叶轮可以对称布置以抵消轴向力；缺点是泵体内流道复杂，铸造加工技术要求高。同样参数下体积较分段式大。

双层壳体圆筒式 泵体做成双层套装壳体。外壳体与进、排水管焊接连接，检修时不需拆卸。内壳体与转子组成一个完整的组合体，俗称芯包，套装在锻钢或铸钢制的圆筒型外壳内，外壳体高压侧端盖用螺栓紧固（见图2）。这类泵用于高参数机组时，其端盖常利用内部压力来压紧密封面，即所谓自密封结构，紧固螺栓只起辅助作用。如果存有备用芯包，运行芯包发生事故时，可于8h内更换完毕，维修、拆装方便，是减少备用容量的有效措施。对于亚临界及超临界压力机组，均采用双层壳体结构的给水泵。芯包可以采用圆环分段式或水平中开式结构。由于圆筒中心基本对称，在受热应力冲击时，能保证泵的同心度，适应变负荷运行的能力强。缺点是造价较高。

驱动方式和转速 火电厂的给水泵由电动机或给水泵汽轮机驱动。

给水泵的运行方式有定速和变速之分。定速给水泵由电动机直接驱动；变速给水泵有在电动机与泵之间加装调速用的液力联轴器的，也有由可变速的给水泵汽轮机驱动的，还有采用变频调速电动机驱动的。

大型高压头给水泵的转速，一般为4000～7000r/min之间。较高转速可以把单级扬程提高到400～500m，以减少级数（一般4～8级），缩短轴长，提高轴的刚度，增加泵的运行可靠性。同时缩小泵的体积，降低造价，还有利于承受热冲击。

前置泵 大型高速给水泵的必需汽蚀余量较大，当要求的除氧器水箱布置高度难以达到时，往往在主给水泵前串联一台必需汽蚀余量较小的低速（一般为1450r/min）前置泵。前置泵的流量应为给水泵的出口流量及给水泵中间抽头流量之和；前置泵的扬程主要保证给水泵入口的压头避免发生汽化，一般选为1.5～3.0倍的主给水泵的必需汽蚀余量。前置泵多为单级双吸离心式。它可由单独的电动机，或由驱动主给水泵电动机的另一端，或由驱动主给水泵的汽轮机齿轮降速后驱动。

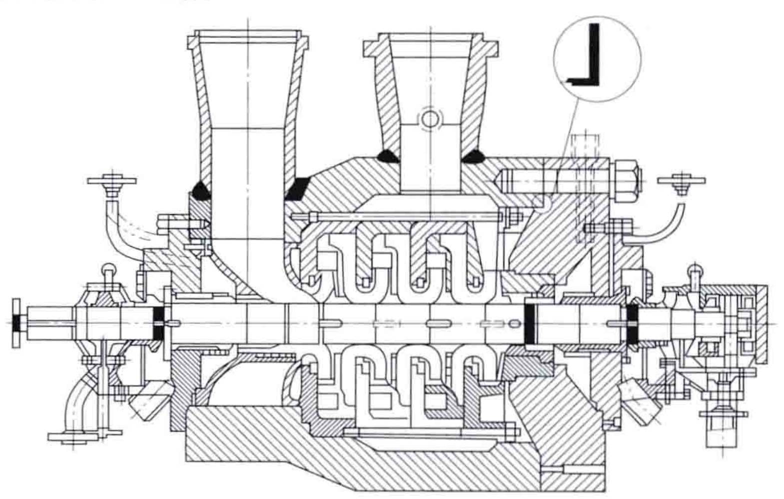


图2 给水泵结构图

给水泵的容量和台数 须慎重选择。300、600、1000MW等级机组锅炉给水泵常配置两运一备，即两台半容量汽动给水泵运行，一台25%～50%容量的起动电动泵备用；200MW机组有两台全容量电动给水泵和三台半容量电动给水泵两种配置方式，并采用液力联轴器变速；随着技术的进步、泵的可靠性提高，促使600MW以上的大型机组，趋向于只配备一台100%容量的小汽轮机驱动的变速泵，另外配备一台25%～50%容量的起动备用电动调速泵。国内、外也有不少1000MW超超临界压力机组中只配置一台100%容量汽动给水泵，不设备用泵，这对给水泵设计、制造和运行维护提出了更高的要求。

geishuibeng anzhuang

给水泵安装

(feed-water pump installation) 经过基础检查、设备吊装就位、找正找平、对轮中心调整与检验、附件安装、油系统安装和冲洗等一系列工序，确保给水泵安全、稳定运行的整套工作。给水泵安装可分泵体安装、驱动装置安装和油系统安装。

给水泵泵体安装 多级垂直分段组合结构的给水泵，在安装时一般要解体检查，该类泵应用较少。单层壳体或双层壳体圆筒结构的给水泵，其筒形外壳采用整体锻制或浇铸，并固定在基础台板上，安装该结构的给水泵通常不解体。给水泵一般采用垫铁或可调垫铁支撑，通过调整垫铁来调整泵体的水平和标高。大型给水泵内部的动静间隙很小，一般在初步调整中心时不盘泵的转子，泵的最终中心复找需要在管道连接完毕、给水泵进水的条件下进行。

给水泵驱动装置安装 给水泵驱动装置可采用汽轮机，也可采用电动机，其安装方法与汽轮机、空冷发电机类似。有的给水泵与驱动装置之间装有无级调速液力联轴器，靠工作油来传递和转换能量，设备加工精度和清洁程度都很高，一般不解体检查。设备的找正找平通过楔形垫铁进行，要求在拧紧地脚螺栓后设备与台板贴合严密，水平符合要求，液力联轴器与给水泵、液力联轴器与驱动装置的联轴器中心符合要求。给水泵组找中心时先调整驱动装置的水平标高，并将该标高作为基准，通过调整泵体和液力联轴器进行整个泵组轴系中心的调整。给水泵叶轮的圆周速度为120m/s左右，并且给水泵在起动、停运及工况变动时热变形较大，容易出现某些额外应力、振动加剧，以致产生疲劳裂纹，因此制造厂家会在联轴器找中心时预留出相应的校正值。

给水泵油系统安装 见汽轮机安装。

geishuibeng qiting kongzhi

给水泵起停控制

(feed-water pump start-up and shut-down control) 对给水泵起动和停止进行的控制。电动给水泵容量和压力大，一般配有液力联轴器或变频调速器调速，在结构上和运行方式上有着自己的特点。给水泵起、停控制一般都采用顺序控制系统，其控制对象包括给水泵电动机、辅助油泵、泵出口阀门和再循环阀门。

给水泵起动后，需要保持一定流量的给水以冷却泵体，因此在泵的出口阀门前设有再循环阀门。当泵的流量低于规定值时就要开启再循环阀门，使泵有足够的流量。一般情况下，再循环阀门的动作值是泵最大流量的30%。为了避免在起动时电动机过载，要求水泵在空载条件下起动，也就是在水泵出口母管压力等于零的情况下起动水泵，因此应先将泵出口阀门关闭后再起动。而在其他情况下起动水泵时，不论是泵的切换或备用泵自起动，由于水泵出口母管压力已经建立，为了缩短水泵的起动时间以适应尽快带负载的要求，应在泵出口阀门开启情况下起动水泵。而泵的出口止回阀在泵起动前处于关闭位置，可以保证泵可靠的隔离。在停止水泵时，应先将水泵的转速降到最低值后再停止水泵的电动机，这样做的目的是当再次起动水泵时，可以保证电动机在低负荷下起动。在电动机的轴上带有一台主油泵，供液力联轴器和各个轴承的润滑用油。在泵起动和停止过程中必须起动辅助油泵。

给水泵顺序控制系统就是按上述运行方式对给水泵起、停全过程进行控制的。对于小型给水泵，可采用继电器组件或可编程逻辑控制器构成控制装置；对于大型机组则采用分散控制系统来实施。

对于汽动给水泵的汽轮机控制，可参见给水泵汽轮机控制系统。

geishuibeng qilunji

给水泵汽轮机

(steam turbine for feed-water pump) 用于驱动给水泵的汽轮机。相对于主汽轮机，给水泵汽轮机俗称小汽轮机。正常情况下，它利用主汽轮机的中压缸或中、低压缸连通管处抽汽作为汽源，低负荷时可以采用新蒸汽或高压缸排汽。给水泵采用汽轮机驱动，转速调节性能和传动效率都优于液力联轴器。由于给水泵汽轮机利用主汽轮机中间级的抽汽驱动，具有较好的经济性；另外，给水泵汽轮机具有较宽的调速范围，转速可以连续调节，从每分钟几十转至7000r/min左右；还可以根据给水泵负荷变化的需要实现大的升速率；具有较高的超负荷能力以及良好的起动和变负荷能力；并可以大幅度降低厂用电率，增加发电厂的供电能力，因而广泛用于300MW及以上容量机组。

给水泵汽轮机的主要区别和特殊要求主要体现在类型和汽源切换方式的不同。

类型 按工作原理分，给水泵汽轮机可分为背压式和凝汽式，给水泵汽轮机主要采用凝汽式汽轮机，部分1000MW超超临界压力机组给水泵汽轮机采用背压式汽轮机。

背压式给水泵汽轮机 排汽排入某个加热器或除氧器，减少了排汽冷源损失，可以提高循环效率，其结构也简单，容易实现高转速。由于背压式给水泵汽轮机所需要的抽汽量较大，将使主汽轮机设计通流能力变化较大，影响变负荷时机组的性能，同时使热力系统及其运行操作更加复杂。

凝汽式给水泵汽轮机 排汽可排入自带的小凝汽器，也可排入主凝汽器。后一种方式应用较普遍，这是由于排汽排入小凝汽器的系统较为复杂，而且经济性也无优势。排汽排入主凝汽器时，为了防止给水泵汽轮机事故或停用时影响主汽轮机的正常运行，一般在排汽管上要加装隔离阀。凝汽式给水泵汽轮机的进汽压力较低，一般为0.4～1.1MPa，蒸汽比焓降较小，汽耗率较大，约为4～5kg/(kW·h)，由于蒸汽容积流量大且直接驱动给水泵，转速较高，给水泵汽轮机设计相对内效率可达到84%以上。

汽源切换方式 在机组部分负荷时，由于抽汽口压力

下降，加之给水泵的效率下降，耗功相对增加，抽汽量不足以维持给水泵所需的功率，必须由第二汽源供汽。这种由第一汽源改变为第二汽源供汽的方式，称为汽源切换。切换方式有内切换和外切换：有两个蒸汽室（高压蒸汽室和低压蒸汽室）且汽源的切换是在给水泵汽轮机调节器内所控制的阀系统内完成的称为内切换；只有一个蒸汽室且有一个减温减压器，汽源切换是在汽轮机外部的管道系统内完成的称为外切换。给水泵汽轮机采用何种切换方式，由汽轮机本身的结构而定，两种切换方式各有优、缺点。切换的汽源有新蒸汽、高压缸排汽和厂用蒸汽。由于采用的切换方式不同，其切换点也不一样，一般为机组额定负荷的30%～40%。

geishuibeng qilunji kongzhi xitong

给水泵汽轮机控制系统 (feed-water pump turbine control system) 实现给水泵驱动汽轮机自动控制各项功能的装置，由基于微处理器的控制系统及液压伺服机构构成。20世纪80年代末引进给水泵汽轮机控制系统时，称为模件化控制系统（modular electro-hydraulic control system，MEH）。虽然它也是数字式电液控制系统，但为了与使用小型机作为控制系统的主汽轮机的数字电液控制系统（DEH）区别，保留了MEH的简称，英文也译为micro-electro-hydraulic control system。

MEH的控制装置早期通常由基于微处理器的控制机柜和操作员控制板构成。随着分散控制系统的应用普及，MEH控制装置已全部采用分散控制系统设备。

MEH的主要任务是通过控制给水泵汽轮机转速来控制锅炉给水泵的流量。

系统构成 MEH包括控制装置、电液转换装置、液压伺服系统以及配套的就地仪表。其中，液压伺服系统由油源及液压执行机构两大部分组成。

油源用来向液压执行机构提供连续的、压力稳定和温度适中的压力油。MEH可以有独立的油源，也可以与主汽轮机的DEH合用油源。独立的MEH油源通常提供两台油泵，互为备用。油源系统设有油温控制装置。

液压执行机构由电液伺服阀、执行器及线性阀位传感器等组成，根据MEH发出的指令去操作相应的阀门（高压进汽阀、调速阀，低压进汽阀、调速阀），并精确控制给水泵汽轮机调速汽阀的位置。

随执行机构配有供试验用的电磁阀，用于在线进行定期的阀杆活动试验。

基本功能 包括转速、汽源和汽压的控制以及各种试验和保护功能。

（1）自动升速控制。以预先设定的升速率自动地将汽轮机转速自最低转速一直提升到事先设定的目标转速（通常设定为3000r/min左右）。

（2）给水泵转速控制。到达目标转速后，系统能接受来自锅炉给水控制系统的给水量需求信号，实现给水泵汽轮机转速的自动控制。

（3）滑压控制。给水泵汽轮机的工作汽源一般为主汽轮机的抽汽，其压力随机组负荷而改变。当主汽轮机低负荷运行以致抽汽压力过低时，则从其他汽源（一般为新蒸汽）引入蒸汽。MEH能随着负荷的升降，自动地实现给水泵汽轮机在高压汽源（新汽）和低压汽源（抽汽）之间的倒换，而且倒换过程是渐进的，具有一定的重叠度。

（4）连锁保护。包括给水泵汽轮机的超速跳闸保护、液压系统的油压连锁等。

（5）阀门试验。能对高低压进汽阀逐个进行在线试验而不影响给水泵汽轮机的运行。

（6）跳闸试验。提供对给水泵汽轮机进行电超速试验及机械超速跳闸试验的手段。

（7）故障切除。当发生系统内部故障时，MEH能自动地切换至手动操作，隔断系统输出，发出故障报警信号。

（8）系统自诊断功能及组态功能。

性能指标 闭环转速控制范围不小于（10%～120%）n_H（n_H为给水泵最高工作转速）；转速控制精确度偏差小于0.1%n_H；转速定值精确度偏差小于0.1%n_H；静态特性：死区小于0.1%n_H；动态特性：汽轮机转速跟踪转速定值滞后小于0.1%n_H；控制系统执行速度：主汽阀跳闸全行程时间小于1s。

geishuibeng yunxing

给水泵运行 (operation of feed-water pump) 锅炉给水泵的主要任务是保证锅炉的安全用水，一般采用多级泵。给水泵的安全运行、经济运行对发电厂有重大意义。

安全运行 给水泵的安全运行，主要取决于除氧器的布置高度和工况稳定。在给水系统设计中，需对除氧水箱容量、布置高度、给水下降管管径、走向、阻力等进行计算，保证在任何工况下，有效汽蚀余量均能大于给水泵的必需汽蚀余量。除氧器运行工况是否稳定直接影响给水泵的安全运行（见除氧器运行），另外还需有前置泵、再循环装置、进口滤网、出口单向阀、暖泵系统和运行中对平衡室压力的监督。

前置泵 大型锅炉给水泵工作转速高（4000～7000r/min），必需汽蚀余量大，要求除氧器布置位置高度较高。因此，多采用低转速（1450r/min）的前置泵串联在主给水泵之前。前置泵可靠地向主给水泵供水是给水泵组安全运行的保证。对于电动调速泵组，主泵与前置泵一般由同一电动机轴的两端分别驱动，保证了前置泵和主泵同时运转。前置泵单独起动的给水泵为防止给水泵气蚀，运行时应先起动前置泵，后起动主泵；停泵时顺序相反。

再循环装置 锅炉给水泵运行有最小流量限制值。在小于限制值运行会导致泵的发热汽化损坏。为此在给水系统中设有再循环装置，当机组负荷下降，给水泵流量小于规定的最小流量时自动开启，将给水返回除氧器。

进口滤网 给水泵进口设有滤网，防止异物进入泵内。对滤网两侧的压差要进行监督，防止滤网污脏形成过大的差压，导致给水泵汽化。

出口单向阀 给水泵出口管路上均装有单向阀，应严密和可靠布置。当给水泵突然停止运行时，单向阀能自动阻止给水逆流返回到低压管道和除氧器，而返回的水会使给水泵倒转和低压设备受到高压水冲击。

暖泵系统 高压大型机组给水泵抽送水的温度大多为160℃以上。有些给水泵要求设置暖泵系统，在起动前开启

暖泵阀门使温度缓慢上升，以消除泵的各个部分因受热不均产生的变形。

平衡室压力监督　泵的平衡室中压力反映推力平衡装置的工作状态，运行必须注意监督。平衡室中压力，一般较泵进口压力高 0.05～0.2MPa。平衡室压力过高，平衡推力的能力下降，必须分析原因进行处理。

经济运行　给水泵的运行经济性，很多方面取决于给水调节方式。中小容量机组多采用定速泵，用调节压力管道上调节阀开度的方式，改变管道阻力特性，变动运行点来调整给水量。这种调节方式节流了部分压力，使运行经济性下降，但运行简单方便。大容量机组给水泵多采用变速泵，既有利于经济运行，又方便机组起动。典型的变速给水泵有定速电动机加上液力联轴器、变转速给水泵汽轮机拖动的给水泵，以及变频同步电动机拖动的给水泵。变速给水泵通过改变转速，平移水泵特性，来达到调节水量的目的。在运行中，给水管道上阀门全开，管道阻力最小，经济性通常较好。对于借助液力联轴器传动的变速泵，由于液力连轴器有传动损失，在额定工况运行时经济性可能比定速泵差，一般认为在 80% 额定负荷以下运行其经济性高于定速泵。

geishui chuyang

给水除氧

(feed-water deaeration)　除去锅炉给水中溶解氧的技术措施。锅炉给水中的溶解氧是造成热力设备腐蚀的主要因素之一，给水进入锅炉前必须采取有效措施去除和控制溶解氧含量。

世界各国根据锅炉压力参数，都有可遵循的给水溶解氧浓度指标。中国 GB 12145《火力发电机组及蒸汽动力设备水汽质量标准》中也有明确规定。为达到规定标准，常采用热力法和化学法两种除氧方式，以热力除氧为主，化学除氧为辅。

热力除氧　根据气体溶解定律，即亨利定律，将含氧给水加热到相应压力下的沸腾温度，使溶于水的氧和其他气体解析出来。火电厂锅炉给水系统都采用将给水和蒸汽直接接触的混合式热力除氧器。常用的工作压力有 0.12MPa 和 0.6MPa 两种。热力除氧器有淋水盘式、喷雾填料式和膜式等不同结构。其中淋水盘式除氧器为老式除氧器，除氧效果较差。喷雾填料式为新式除氧器，对负荷和水温变化的适应性较好；膜式除氧器的传热传质方式是射流和旋膜，除氧效果好，适应性好，运行比较平稳，出水的含氧量通常在 1μg/L 以下。为进一步提高除氧效果，可在水箱内加装再沸腾装置。

化学除氧　在除氧器出口的给水中添加除氧剂，经过化学反应，清除残留在给水中的溶解氧。选用的化学除氧剂应具备反应迅速、药剂本身和反应产物对锅炉无害。传统的给水化学除氧剂，主要是联氨和亚硫酸钠。

联氨作为除氧剂已经在高参数锅炉普遍采用。见联氨处理。

亚硫酸钠作为除氧剂，一般用于锅炉压力小于 6.18MPa 的锅炉。亚硫酸钠是白色或无色结晶，易溶于水，它与氧反应速度快，除氧效率高，价廉且无毒。但亚硫酸钠处理将会增加给水的溶解固形物含量，在锅炉压力 6.18MPa 以上的饱和温度下，亚硫酸钠会分解为有腐蚀性的硫化氢和二氧化硫。因此，不能用作高压及以上锅炉给水的除氧剂。

为了提高除氧剂在低温的除氧速度，有时采用催化联氨和催化亚硫酸钠。所用的催化剂分别为对苯二酚和氯化钴，剂量均为 1%。

geishui chuli

给水处理

(feed-water treatment)　采用物理化学方法，将给水中溶解氧控制在允许范围内，并进行 pH 值调节，保持规定的水质条件，防止热力设备腐蚀的一种技术措施。

防止给水系统氧腐蚀的方法比较成熟。早在 20 世纪 30 年代，火电厂已装有热力除氧器，并采用亚硫酸钠作为辅助的化学除氧剂。以后，为适应高参数锅炉对水质的要求，用联氨代替亚硫酸钠作为除氧剂。为了防止给水系统中的二氧化碳腐蚀，除了避免空气漏入系统，提高除氧器效率外，还必须向给水添加碱化剂，以中和游离二氧化碳，将 pH 值调节到规定值，常用的碱化剂是氨。联邦德国在 20 世纪 60 年代初期，提出了钢在含氧纯水中的耐腐蚀理论，即在纯度很高的中性水中，一定浓度氧的作用不是引起腐蚀，而是抑制腐蚀。

锅炉给水有三种处理方式，即还原性全挥发处理［AVT (R)］、氧化性全挥发处理［AVT (O)］和加氧处理（OT）。

（1）AVT（R）。在给水中加适量的氨和除氧剂的处理方式。该方式适合于有铜系统的机组，有兼顾抑制铜和铁腐蚀的作用。采用 AVT（R）时，给水的含铜量和汽轮机的铜垢沉积量通常小于 AVT（O）和 OT 方式。但是机组在给水和湿蒸汽系统容易发生 FAC，给水的铁含量通常为 5～8μg/L。

（2）AVT（O）。在给水中加适量的氨，不加除氧剂的处理方式。该方式适合于全钢系统的机组。对于无铜系统的机组，采用 AVT（O）后通常给水的含铁量为 3～5μg/L，省煤器和水冷壁管的结垢速率也相应降低。

（3）OT。在给水中加微量的氨和氧气的处理方式（见加氧处理）。

geishui kongzhi xitong

给水控制系统

(feed-water control system)　控制进入锅炉的给水量，使其适应锅炉负荷需求的模拟量控制系统。对于锅筒（汽包）锅炉而言，常称为锅筒水位控制系统。锅筒水位过高或过低，对锅炉和汽轮机的运行安全有严重影响，因此，给水控制系统是锅炉运行中最重要的自动控制系统之一。

锅炉给水调节对象动态特性　锅筒锅炉给水调节对象的输出是锅筒水位，它是锅筒内储水量和水面下汽泡体积的反映。除给水量与蒸发量外，影响水位变化的还有给水压力、锅筒压力、炉膛内燃烧工况的变化等因素。锅筒水位在主要扰动下的阶跃响应曲线如图 1 所示。当给水量阶跃增加时，水位响应一开始有迟延的惯性，然后不断上升，呈现无自平衡能力的特点；当蒸汽量阶跃增加时，锅筒水位一开始以较快速度上升然后下降，该类在响应初始阶段的水位变化常称

为“虚假水位”现象。

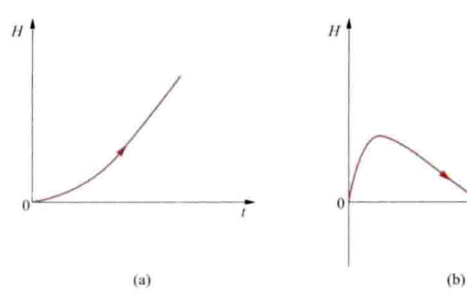


图1　给水调节对象的阶跃响应曲线
(a) 给水量阶跃增加时；(b) 蒸汽量阶跃增加时

给水控制方案　锅筒水位的调节手段（调节量）是给水流量，在锅筒锅炉运行中普遍采用单冲量给水控制系统和三冲量给水控制系统。

单冲量给水控制系统　只根据锅筒水位 H 的变化来控制给水阀门开度，其原理如图2所示。该类控制系统的主要问题是，当锅炉蒸汽负荷增加时，由于锅炉水中汽泡量增加产生“虚假水位”，而使给水调节阀在开始阶段向减少给水量的方向动作，扩大了蒸汽流量与给水流量之间的不平衡，而后就使水位以较快速度下降，产生较大的水位偏差。因此，单冲量给水控制系统只适用于低负荷阶段。

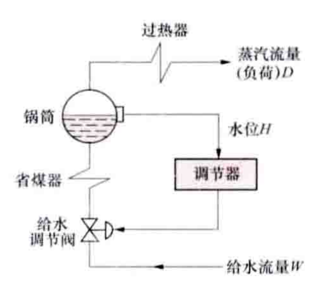


图2　单冲量给水控制系统原理图

三冲量给水控制系统　根据锅筒水位 H、蒸汽流量 D 和给水流量 W 三个信号去调节给水流量所组成的控制系统，其原理如图3所示。主调节器（又称校正调节器）接受水位信号 H 作为主控信号去控制副调节器。副调节器除接受主调节器输出信号 H' 外，还接受给水流量反馈信号 W 和蒸汽流量信号 D。主调节器主要是通过副调节器对水位进行校正，使水位保持在给定值。当给水流量扰动时，副调节器的作用是迅速动作使给水量不变；当蒸汽流量扰动时，副调节器迅速改变给水量，使给水量与蒸汽量成适当比例。

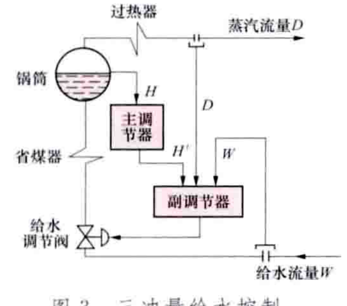


图3　三冲量给水控制系统原理图

当用定速给水泵给水时，上述给水控制系统中用改变给水调节阀的开度来控制给水量；当用变速泵给水时，用改变泵速的方法去改变给水流量。（见给水泵汽轮机控制系统）

大型机组普遍采用全程给水控制。在低负荷时，采用单冲量控制方式通过调节给水旁路阀来控制锅筒水位；主给水阀开启后，通过调节给水泵转速采用单冲量控制方式控制锅筒水位；当负荷达到设定值（25%～30%）时，切换为三冲量控制方式通过调节给水泵转速控制锅筒水位。

参考书目

刘禾，白焰，李新利．火电厂热工自动控制技术及应用．北京：中国电力出版社，2009.

geishui tiaojiefa

给水调节阀

（feed-water control valve）　见调节阀。

geishui xitong

给水系统

（feed-water system）　除氧器给水箱中的水经给水泵升压、高压加热器加热后到锅炉省煤器入口的管道系统。

给水系统由主给水管、给水再循环管等管道和除氧器、高压加热器、给水泵组等设备及相关管阀件等组成，并设有分支管路接向有关减温器。为防止给水泵在机组起动和低负荷运行时产生汽蚀，需设置给水再循环，再循环流量由装在管道上的流量计的信号通过最小流量阀调节。大功率的给水泵前需设置前置泵，以提供足够的汽蚀裕量。高压加热器需设置旁路，可采用每台加热器均设给水旁路的小旁路系统，以切除故障加热器，保持机组继续运行；或采用数台加热器共设一个大旁路系统，系统较简单，阀门少，但锅炉应允许高压加热器全部解列后的低温给水进入。

给水系统有母管制、切换母管制和单元制等类型。

母管制系统　将全部除氧器给水箱出水管都连接到低压母管，从低压母管向各台给水泵供水。给水泵出口侧设有冷压力母管，经过高压加热器后接到锅炉侧热压力母管，再分别将给水输送到各台锅炉的省煤器入口。母管制系统有较好的可靠性和灵活性，但系统比较复杂，管材消耗和阀门数量较多。常应用于中小型凝汽式电厂和供热式电厂中，可灵活选择给水泵容量和台数。

切换母管制系统　带有切换功能的母管制系统。低压母管采用单母管分段，给水泵、汽轮机和锅炉组成一个单元，给水泵出口侧通过切换阀与高压母管相连，锅炉侧一般不再设高压母管，根据运行需要可以按单元制或母管制方式运行。切换母管制系统兼有母管制和单元制系统的特点，多用于高压凝汽式电厂。

单元制系统　单元机组之间互不联系的给水系统。每个单元的给水泵将除氧器给水箱的给水经过高压加热器输送到锅炉省煤器入口。单元制系统简单，管道短，阀门和管件较少，压力损失小，便于单元机组的机炉之间协调控制，有利于主厂房的设备布置。因单元之间不能交叉运行，发电厂的单元制系统一般设置备用给水泵。单元制系统多用于大容量中间再热式机组。

gongye dianshi

工业电视

（industrial television）　用于监视工业生产过程的电视设备。工业电视由摄像机、传输通道、控制器和监视器等组成，用金属电缆或光缆在闭合的环路内传输摄像机所采集的电视信号至特定地点的有限监视器上的系统，故也称（工业）闭路电视监视系统。

在火力发电厂中，遵守不同的国家标准及行业标准，形成了工业电视监视系统、视频监视系统和视频安防监控系

统。这些系统仅是名称和定义的差别，其主要构成基本相同，在工程应用中可以分别设置，也可合并设置。

工业电视监视系统　应用于工业生产的过程监视、调度管理等方面，从摄像到图像显示是独立完整的电视系统，如锅筒（汽包）水位工业电视、炉膛火焰工业电视。使用工业电视监视系统时，需考虑环境温度的防护要求。

视频监视系统　用于无人或无固定人员值守的生产区域（如主厂房和辅助车间系统）和安保区域（如材料库）监视的电视系统。视频监视系统需要考虑天气及场景的影响因素。

视频安防监控系统　利用视频探测技术，监视设防区域（即安保区域）并实时显示、记录现场图像的电子系统或网络。

火力发电厂配置工业电视的初期，以监视锅筒水位和炉膛火焰的工业电视为主，其他的监视点不超过10点。20世纪末，由于辅助车间的无人值守、安保要求的提高，除配置锅筒（汽包）水位和炉膛火焰工业电视外，还设置了视频监视系统和视频安防监控系统，所有的监视点已超过100点。

gongye qiye sheji weisheng biaozhun

工业企业设计卫生标准

（hygienic standards for the design of industrial enterprises）　对工业企业设计在卫生防护方面所做的规定，是工业企业设计规范的重要组成部分。

中国于1956年制定了暂行标准，1962、1979、2002年和2010年先后进行了修订，卫生部于2010年发布了GBZ 1—2010《工业企业设计卫生标准》。标准规定了工业企业选址与总体布局、工作场所、辅助用室及应急救援等方面的基本卫生学要求，适用于工业企业新建、改建、扩建和技术改造、技术引进项目（统称建设项目）的卫生设计及职业病危害评价，事业单位和其他经济组织建设项目的卫生设计及职业病危害评价，建设项目施工期持续数年或施工规模较大、因各种特殊原因需要的临时性工业企业设计，以及工业园区的总体布局等可参照执行。

标准主要包括总则、选址、总体布局与厂房设计、工作场所基本卫生要求和辅助用室基本卫生要求，以及应急救援等内容。规定建设项目的设计应优先采用有利于保护劳动者健康的新技术、新工艺、新材料、新设备，限制使用或者淘汰职业病危害严重的工艺、技术、材料；对于生产过程中尚不能完全消除的生产性粉尘、生产性毒物、生产性噪声以及高温等职业性有害因素，应采取综合控制措施，使工作场所职业性有害因素符合国家职业卫生标准要求，防止职业性有害因素对劳动者的健康损害。此外，标准对设计人员及建设项目的职业病危害防治也提出了总体要求。厂址选择应综合考虑，宜避开自然疫源地、可能产生或存在危害健康的场所和设施，向大气排放有害物质的工业企业应设在当地夏季最小频率风向被保护对象的上风侧，并应符合国家规定的卫生防护距离要求，以避免与周边地区产生相互影响。在厂区平面布置、竖向布置和厂房设计方面分别给出了具体要求。工作场所基本卫生要求主要包括防尘防毒、防暑防寒、防噪声与振动、防非电离辐射与电离辐射、采光和照明、工作场所小气候等方面的卫生要求。辅助用室基本卫生要求包括一般规定、车间卫生用室、生活用室和妇女卫生室等方面的要求。

世界各国均有类似的生产环境卫生标准，内容不尽相同。如美国劳工部的职业安全和健康局专门负责美国劳工的职业安全与健康，制定了工业、农业、海运、建筑业等行业的职业安全与健康标准。欧盟1989年6月发布并生效的理事会指令89/391/EEC，采取措施鼓励提高工人在工作时的安全和健康。

gongzhi relixue xingzhi

工质热力学性质

（thermodynamic properties of working substances）　用作工质（工作介质）的气体或液体、包括混合物的热物理平衡性质。热能与机械能相互转换赖以实现的媒介物质称作工质。流体，特别是气体或蒸汽，具有良好的流动性和膨胀性，便于能量的转换，因此工质一般为流体。工质热力学性质是遵照热力学基本定律而相互联系的，被指定为系统处于热力学平衡状态时所表现出的一系列热物理性质，故热力学性质也称平衡性质。

常用的工质热力学性质，包括状态参数、临界参数、状态方程、压缩因子、逸度、热容、相变性质等。

状态参数　见热力状态参数。

临界参数　临界状态下系统的基本热力学参数，包括临界压力（p_c）、临界比体积（v_c）（或临界密度 ρ_c）、临界温度（T_c）。所谓临界状态是指系统汽、液两相平衡共存的边缘状态，在此状态下，汽、液两相之间不再有分界面，没有表面张力且汽化热等于零。

状态方程　系统的 p、v、T 三者之间的函数关系，$f(p,\ v,\ T)=0$，状态方程的形式因工质的不同而不同。理想气体的状态方程最为简单，即

$$pv=RT \tag{1}$$

对于真实气体，迄今发展了形式多样的状态方程，主要是围绕着方程的简洁性、通用性和精确度三者的矛盾展开。最著名的状态方程之一是范德瓦尔斯（van der Waals）方程，即

$$\left(p+\frac{a}{v^2}\right)(v-b)=RT \tag{2}$$

式中 a、b 是考虑分子间的引力作用和分子体积的常数，不同的工质具有不同的数值。范德瓦耳斯方程奠定了实际气体状态方程的基本形式，但是在定量上还不够准确。后人在此基础上经过不断改进和发展，提出了许多种派生的状态方程，其中有些有很大的实用价值。而著名的维里状态方程，则是用压缩因子表示的实际气体的状态方程，$Z=1+B'p+C'p^2+\cdots$。

压缩因子（Z）　表征实际气体的 p、v、T 性质与理想气体的偏离的系数，其定义式为

$$Z\equiv\frac{pv}{RT}=\frac{v}{RT/p}=\frac{v}{v_0} \tag{3}$$

可见，压缩因子实际上表征了相同压力和温度下实际气体与理想气体比体积的比。

逸度（f）和逸度系数（φ）　热力学分析中有特殊用途的两个辅助函数。对1mol的纯流体而言，它们的定义为，

$dg=RT\mathrm{d}\ln f$（恒定 T），$\lim\limits_{p\to 0}\dfrac{f}{p}=1$，$\varphi=\dfrac{f}{p}$。式中 g 是吉布斯自由能。逸度和逸度系数都具有强度性质，不能直接测量，但可以利用 p、v、T 数据来计算。

热容　热容 C 是指在一定过程中系统温度升高或降低1℃所吸收或放出的热量。比热容是单位质量物体的热容，即 $c=C/m$。在定容下所有的热量都用于增加系统的热力学能，故定容比热容可被表示为

$$c_V=\left(\frac{\delta q}{\partial T}\right)_V=\left(\frac{\partial u}{\partial T}\right)_V \tag{4}$$

类似的，在定压下定压比热容为

$$c_p=\left(\frac{\delta q}{\partial T}\right)_p=\left(\frac{\partial h}{\partial T}\right)_p \tag{5}$$

c_p 与 c_V 的关系为 $c_p-c_V=-T\left(\dfrac{\partial v}{\partial T}\right)_p^2\cdot\left(\dfrac{\partial p}{\partial v}\right)_T\geqslant 0$。

相变性质　包括液体沸点、蒸汽压力、相变热效应（包括汽化热、熔化热、升华热等）。

（1）液体沸点。指液体蒸发气压力等于外压力时的温度。

（2）蒸汽压力或称饱和蒸汽压力。指给定温度下与液体或固体相平衡的蒸汽所具有的压力。

（3）汽化热。指单位质量饱和液体在给定压力下完全变为同温下的饱和蒸汽所需的热量。

（4）熔化热。指单位质量固体在熔点下完全转变为液体时所吸收的热量。所谓熔点是指一定压力下物质的固态与液态平衡共存时的温度。

（5）升华热。指单位质量的固体直接转变成气体时所需的热量。升华是指固态（晶体）物质不经过液态而直接转变为气态的现象。

其他物性　有表面张力、定压热膨胀系数、等温压缩系数等。

（1）表面张力 σ。表示单位长度表面上的作用力。在表面热力学中，表面张力被定义为定温定压下单位面积表面的吉布斯自由能，$\sigma=\left(\dfrac{\partial G}{\partial A}\right)_{T,p}$。

（2）定压热膨胀系数 $\alpha_p=\dfrac{1}{v}\left(\dfrac{\partial v}{\partial T}\right)_p$，表示定压下比体积随温度的变化率与比体积的比值。

（3）定温压缩系数 $\beta_T=-\dfrac{1}{v}\left(\dfrac{\partial v}{\partial p}\right)_T$，为定温下比体积随压力的变化率与比体积之比的相反值。

gongzuo zhaoming

工作照明

（normal lighting）　在正常情况下，利用人工光源照亮发电厂工作、活动场所或设备的设施。

工作照明的设计原则是安全、节能、适用、经济、美观，使工作面上的照度符合规定标准值，避免眩光，并与建筑风格协调一致。

照明方式　汽机房一般采用顶部、侧面或顶部与侧面混合照明。顶部照明设在屋架下弦，用高压钠灯、金属卤化物灯等高压气体放电灯和深照型灯具。侧面照明设单个灯具。零米层采用分区照明，以壁灯加吊灯为主。汽机房的重要地点装设局部照明。为防火、防潮，需要选择防爆型、密闭型或防水防尘型灯具。

锅炉房工作照明方式和配光要求与汽机房相同，但需选用防尘防爆型灯具，露天锅炉需选用防水防尘型灯具。磨煤机间一般采用壁灯式照明，需考虑煤尘的污染及黑体的吸光作用。锅炉本体照明通常布置在步道的平台或栏杆上。炉顶照明需采用耐热绝缘导线并用钢管保护。

厂用配电装置采用一般照明和局部照明相结合的照明方式。屋外高压配电装置采用投光灯和普通照明器相结合方式，投光灯布置在地面上。变压器区域采用投光灯或在变压器构架上装设普通照明器。投光灯照明器选用高压钠灯或金属卤化物灯，普通型照明器选用搪瓷罩灯倾斜安装或球形灯具。

烟囱需设标志灯，即航空障碍灯，按航空障碍灯要求装设单层或多层，每层不少于四盏。

储煤场采用独立的投光灯塔照明。在移动式煤场机械的大梁上可装设高压钠灯。露天油库采用路灯照明，设在油库围墙附近，应符合安全距离要求。油罐上不允许装设照明器和照明线路。

其他工业厂房的工作照明视建筑物高度，可分别采用荧光灯、不同功率金属卤化物灯、高压钠灯或大功率细管径荧光灯。

发电厂主要道路设沿道路的单列式或双列式照明灯柱。非主要道路采用路灯杆，设计中需考虑防止出现失能眩光。

接地方式　采用照明配电箱的电源中性线和保护地线合并，照明配电箱后分支线的中性线和保护地线分开的方式，称为TN-C-S系统。或采用电源配电屏外壳和照明配电箱外壳分别就近接到接地网上，称为TT系统。

供电电源　小型机组主厂房工作照明电源由动力和照明网络共用的低压厂用变压器供电。单机容量为200MW及以上机组的主厂房工作照明由专用照明变压器供电。辅助车间的工作照明采用与动力系统共用变压器供电。

gongre jizu yunxing

供热机组运行

（the operation of steam turbine for cogeneration）　供热机组同时承担供热、发电任务，运行有其自身的特点。供热机组运行主要包括供热前热网必备条件、热网换热站运行及各种汽轮机的运行。

供热前热网必备条件　供热负荷及热网循环水量应满足汽轮机稳定运行工况要求，热网补水系统运行正常，热网系统定压点压力正常，热网泵及水系统运行正常，热网水质浊度不大于5mg/L，pH值6～8，氯离子含量不大于150mg/L。热网系统中控制运行压力不变（或只在允许范围内变化）的点，一般设置在回水管路上或网路循环水泵的旁通管上。

热网换热站运行　包括热网加热器和热网水泵及热网补水泵等设备的运行。

热网加热器运行　热网加热器一般为表面式换热，汽、水或水、水交换。投入时先投冷水侧，后投汽或热水侧。运行中应根据供水温度要求调整加热器进汽量，保持供水温度。运行中应加强对水质的监督，掌握加热器管束结垢情况。监视加热器管束胀口泄漏情况，防止汽侧满水，引起加热器或抽汽管路振动。

热网（补）水泵运行　应加强对出、入口压力，振动、

轴承温度和汽蚀的监督。

抽汽凝汽式汽轮机运行 蒸汽在汽轮机内工作的中途尚未进入凝汽器之前抽出一部分作为生产或采暖用汽，其电功率和热负荷形成关联关系，按照机组热电关系特性曲线运行，热、电负荷相互影响、相互制约。

抽汽凝汽式汽轮机的起动 在凝汽工况下进行。

抽汽凝汽式汽轮机运行维护 带有两级调整抽汽的供热汽轮机，中压和低压抽汽投入的次序通常没有规定。调整抽汽投入前应检查抽汽止回阀、安全阀的动作情况，在投入调整抽汽运行时，根据热负荷要求调整调压器，使回转隔板或蝶阀关至适当位置，向外供热。在保证向热用户正常供热的条件下，应尽量使抽汽室压力保持在相关标准允许的最低压力，但不应低于最低值，以防止抽汽室前一级焓降增大，导致隔板与动叶过负荷。正常运行中监视抽汽室隔板前后压差，不超过规定值，避免隔板、动叶过负荷。运行中定期活动抽汽管路止回阀以确保灵活好用，防止机组甩负荷时抽汽止回阀不严、卡涩，管路倒汽造成汽轮机超速。

抽汽凝汽式汽轮机停止 停机时减少热负荷，调整调压器使回转隔板或蝶阀逐渐全开后解列调压器，同时根据机组热电关系曲线相应减少机组电负荷，热负荷切除后机组按凝汽式汽轮机规定停机。

背压式汽轮机运行 进入汽轮机做功后的排汽通过供热管道全部供给热用户，作为生产或采暖用汽。背压式汽轮机运行，其电功率取决于热负荷，即“以热定电”。而热负荷又随热用户的需要而变，难以同时满足系统电负荷、热负荷的需要，所差的电量需由电网补偿，因而增大了电力系统的备用容量。

背压式汽轮机没有冷源损失，其循环热效率为1，带额定负荷时热经济性高。若偏离设计工况，其热经济性降低，发电量减少，电网补偿容量增加。背压汽轮机运行在可能的情况下应与抽汽凝汽式供热机组配合使用。

背压式汽轮机的起动 根据热网状态、汽缸温度，可采用低、中参数或额定参数，进行冷态或热态向空排汽方式起动。在冷态起动并入热网时，为防止汽缸结合面变形应控制汽缸与法兰温差不超过规程规定。为缩短起动时间，减少噪声，尽快适应热负荷需要，也可采用背压倒暖额定参数方式起动。起动时，背压调整器处于解除位置，背压排汽安全阀试验动作正常。

背压式汽轮机运行维护 根据用户热负荷需要调整电负荷，控制排汽压力、温度在标准规定的范围之内。空负荷时排汽室温度不超过标准规定值。背压过低时应控制末级隔板、动叶前后压差不超过标准规定值，防止隔板、动叶过负荷。

背压式汽轮机停机 为防止排汽室温度上升过快，停机时应尽量缩短空负荷运行时间。

抽汽背压式汽轮机运行 从汽轮机的中间级抽取部分蒸汽，供需要较高压力等级的热用户，同时保持一定背压的排汽，供需要较低压力等级的热用户使用的汽轮机。这种机组的经济性与背压式机组相似，设计工况下的经济性较好，但对负荷变化的适应性差。

抽汽背压式汽轮机的起动 可采用额定参数向空排汽或倒暖两种方式起动，起动前将抽汽隔板全开。调整抽汽一般在额定负荷的25%～40%时投入。投入前检查抽汽止回阀、安全阀应正常。在投入调整抽汽时，应根据热负荷要求调整调压器，使回转隔板或蝶阀关至适当位置。在抽汽压力稍高于供热母管压力时向外供热，投入调压器。当背压供汽热负荷稳定后，投入背压调整器运行。

抽汽背压式汽轮机运行维护 正常运行中监视抽汽室隔板前后压差，不超过规程规定值，避免隔板、动叶过负荷。运行中定期活动抽汽管路止回阀以确保灵活好用，防止机组甩负荷时抽汽止回阀不严、卡涩，管路倒汽造成汽轮机超速。

抽汽背压式汽轮机停机 先解列背压调整器，电负荷减至40%以下，全开回转隔板或蝶阀，解列调压器，关闭抽汽阀。

低真空循环水供热汽轮机运行 采暖期为低真空循环水供热运行方式，非采暖期仍为凝汽式运行方式。

低真空循环水切换 汽轮机在凝汽工况下运行，开启供热出、入口水阀，同时关闭循环水去水塔总阀及循环水泵出口水阀，机组由凝汽工况运行切换为低真空循环水供热工况运行。切换过程中，应控制排汽室温升速度2～3℃/min，监视机组振动、轴向推力和各部膨胀，应正常。

低真空循环水供热运行维护 通过调整电负荷，控制供热出口水温度在55～65℃之间，排汽室真空为55～75kPa，供热回水压力为0.13～0.18MPa。监督水网水质在规定范围之内，控制热网失水率在循环水量的3%以内。空负荷排汽室温度不应超过标准规定。

采用低真空供热后，由于供热管路水中氧化铁含量较多，为防止凝汽器铜管结垢，凝汽器胶球清洗装置应定期投入运行。

gongre xitong

供热系统 (heating supply system)

电厂向热力用户提供蒸汽或热水并回收其返回水的设备和厂内管道连接系统。专为联合生产电能和热能的火电厂，简称热电厂（见热电联产电厂）。供热系统和供热机组的类型和出力根据热负荷的性质、容量和供热距离确定。

热负荷有工业负荷和生活、采暖与空调负荷两种。变化频繁的热负荷，采用可抽汽凝汽式汽轮机供热；相对稳定的热负荷，可采用背压式汽轮机配合可调整抽汽式汽轮机供热。为保证供热的可靠性，必要时可根据供热蒸汽参数设置减压减温装置，作为备用热源。

电厂供热主要有蒸汽供热和热水供热两种类型。

蒸汽供热 由抽汽凝汽式汽轮机的抽汽或背压式汽轮机的排汽直接供给用户，为直接供热系统。电厂内设有凝结水回收水箱，将收集的凝结水通过大气式除氧器加热除氧，送回电厂热力系统。但直接供热方式的凝结水易受到污染，甚至将供热蒸汽全部消耗，凝结水回收率很低。也可采用在热力用户侧设置专用热交换设备的间接供热系统，将热交换器产生的二次蒸汽供给用户，冷却的凝结水可全部回收，以降低电厂水处理的容量和供热成本。

热水供热 向用户供应热水，通常采用抽汽式汽轮机的

调节抽汽作为热源，在电厂内装设汽一水热网加热器。热网加热器分为基本热网加热器和尖峰热网加热器，串联设置。基本热网加热器根据用户正常要求设计，在采暖季节投入运行；尖峰热网加热器在严寒期为满足温度要求才投入运行，并需根据热负荷性质、当地气候、热网系统等综合因素设计或确定是否设置。热网内热水通过热网水泵升压和热网加热器升温，在系统中闭式循环，连续向热用户供热，通常采用调节汽轮机的抽汽参数和抽汽量控制热网加热器供水温度。热网加热器加热蒸汽的凝结水直接回收，送回电厂的热力系统。

为保证管道和设备的使用寿命、提高热交换效率，热网的补充水须采用除过氧的化学软化水和锅炉排污水。只在上述水量不足以补充热网水量损失的情况下，才允许补充少量工业水或生活水。当补充水压力低于热水热网的运行压力时，需加设热网补给水泵。

gou ji fushi chanwu shiyan fangfa

垢及腐蚀产物试验方法 (analytical methods for scale and corrosion products) 应用化学分析或物理化学方法测定垢及腐蚀产物成分的方法。2012年国家能源局批准发布了DL/T 1151《火力发电厂垢和腐蚀产物分析方法》系列标准，适用于热力系统内聚集的水垢、盐垢、水渣和腐蚀产物化学成分的测定。垢及腐蚀产物的主要成分为：钙和镁的碳酸盐，硫酸盐，钙的硅酸盐，铁的磷酸盐，硅、铁、铜、铝、锌的氧化物等。试验项目通常有：水分、灼烧减（增）量、碱度、碳酸盐、硫酸酐、磷酸酐、二氧化硅、氧化铁、氧化铜、氧化铝、氧化锌、氧化钙和氧化镁等。

垢及腐蚀产物通常是非均匀物质，在热力设备内的分布也很不均匀，故在测定成分含量之前，先将从热力设备内采集的样品经加工（破碎、缩分、研磨)、化学分解（酸溶解，碳酸钠、氢氧化钠和偏硼酸锂等熔融)，再制备成分项分析液，按垢及腐蚀产物分析方法进行测定。

重量分析法 垢及腐蚀产物试验项目中，除碱度、碳酸盐和重碳酸盐以外，几乎均可用重量法进行分析，尤其是水分和灼烧减（增）量必须采用重量法。但因重量分析法耗时较多，所以绝大多数项目的测定仍采用容量法和仪器分析。

容量分析法 垢及腐蚀产物试验项目中许多都可采用容量分析法进行测定。如碱度、碳酸盐和重碳酸盐应用中和滴定分析；氧化钙、氧化镁、氧化锌、三氧化二铝和三氧化二铁等应用络合滴定进行分析；氧化铜应用氧化还原滴定（碘量法）分析；氯化物的分析采用沉淀滴定法分析。

分光光度法 又称吸光光度法，是利用单色器（棱镜或光栅）获得单色光来测定物质对光吸收能力的方法。垢及腐蚀产物试验项目中的二氧化硅、磷酸酐、氧化铁、氧化铜、氧化铝和氧化锌等，均可应用分光光度法进行测定。如二氧化硅采用硅钼蓝光度法，硫酸酐采用铬酸钡或硫酸钡光度法，磷酸酐采用磷钒钼黄光度法，氧化铜采用双环已酮酰二腙光度法，氧化铁采用磺基水杨酸或邻菲罗啉光度法等。

原子吸收分光光度法 利用元素的原子蒸气（火焰或石墨炉产生）吸收锐线光源（空心阴极灯或无极放电灯）的光进行定量分析的方法。原子吸收一般遵循分光光度法的吸收定律，通常借比较标准溶液和水样的吸光度，求得水样中待测元素的含量。垢和腐蚀产物中的金属氧化物经化学处理后，大多可采用此法进行测定。

等离子发射光谱法 是原子发射光谱分析的一种，全称是电感耦合等离子体原子发射光谱法，其光源是电感耦合等离子体。等离子发射光谱法是将高频发生器提供的高频能量加到等离子体炬管外的耦合线圈上，在炬管中产生高频电磁场，用微火花引燃，使炬管中的氩气电离，产生离子和电子而导电。导电气体受高频电磁场作用形成一与耦合线圈同心的涡流区，强大的高频感应电流产生高温，从而在炬管口形成火炬状稳定的等离子体炬焰。液态样品由载气（氩气）带入雾化系统进行雾化，并以气溶胶形式进入炬管的中心通道，在高温和惰性气体中充分原子化、电离、激发。不同金属元素的原子在激发或电离时发射出特征光谱，特征光谱的强度与样品中元素的含量成正比。根据特征谱线的波长定性检测金属元素种类，根据某一金属元素特征光谱的强度定量测定该金属元素的含量。垢和腐蚀产物中的所有金属氧化物经化学处理后，都可采用此法进行测定。

X射线荧光分析及X射线衍射分析 X射线荧光分析是利用原级X射线光子或其他微观粒子激发待测物质中的原子，使之产生次级的特征X射线（X光荧光）而进行物质成分分析和化学态研究的方法。不同元素具有波长不同的特征X射线谱，而各谱线的荧光强度又与元素的浓度呈一定关系，测定待测元素特征X射线谱线的波长和强度就可以进行定性和定量分析。X射线衍射分析是利用晶体形成的X射线衍射，对物质进行内部原子在空间分布状况的结构分析方法。将具有一定波长的X射线照射到结晶性物质上时，X射线因在结晶内遇到规则排列的原子或离子而发生散射，散射的X射线在某些方向上相位得到加强，从而显示与结晶结构相对应的特有的衍射现象。将求出的衍射X射线强度和晶体面间隔与已知的表对照，即可确定试样结晶的物质结构，进行定性分析，从衍射X射线强度的比较，可进行定量分析。

X射线荧光分析及X射线衍射分析的特点是无需溶样、分析速度快、灵敏度和自动化程度高，所以非常适合垢和腐蚀产物的分析。

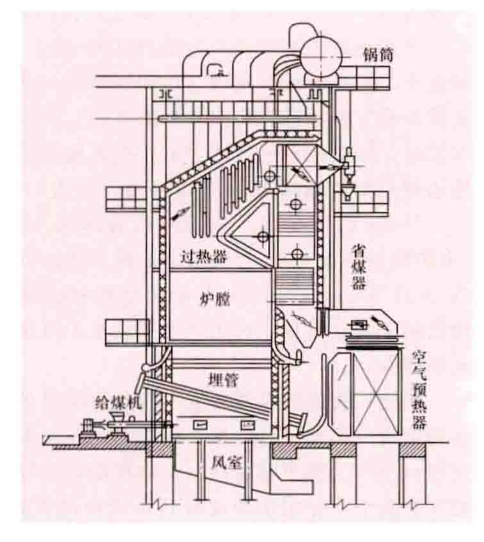
离子色谱法 用电导检测器对经色谱柱分离后的阴离子、阳离子进行分析的方法。离子色谱主要用于测定各种离子的含量，特别适用于测定水溶液中低浓度的阴离子、阳离子。垢及腐蚀产物一般在测定前需要加工（破碎、缩分、研磨）并通过化学分解（酸溶或碱溶)，制备好的分析液多为强酸或强碱溶液，不能直接用离子色谱法进行测定。但水溶性垢样中含有的多种阴离子（如Cl^-、NO_2^-、NO_3^-、SO_4^{2-}、PO_4^{3-}等）和阳离子（如Na^+、K^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}等）都可使用离子色谱法同时依次检测出。

gupao liuhuachuang guolu

鼓泡流化床锅炉 (bubbling fluidized bed boiler, BFBB) 采用鼓泡流化床燃烧技术的锅炉，又称鼓泡床锅炉或沸腾锅炉。

基本结构 鼓泡流化床锅炉炉膛分为下部密相区和上部悬浮段两部分，密相区内颗粒浓度稠密，其料层高度一般为1.0～1.4m（对应静止料层高度为0.5～0.7m)，密相

区以上的颗粒浓度较低的炉膛空间称为悬浮段，位于炉膛底部的布风装置则包括布风板、风帽和隔热层。由送风机送来的空气，经风道进入风室，风室起着稳压和预分流的作用，以把空气均匀地送入风帽。风帽一般按等边三角形均匀分布在布风板上，从风帽小孔以40～50m/s流速喷出的空气进入炉内密相区，以建立良好的鼓泡流化状态。通常将布风板沿炉宽方向设计成几个分床，以利于分床点火起动和分床压火调节负荷。每个分床的布风板上设有排渣口。当入炉煤最大粒径在10mm左右时，密相区的流化速度一般采用3～4.5m/s。由于密相区内的燃尽份额和放热量相对较大（一般达3/4左右），为控制正常床温（800～950℃），必须布置较多的受热面以吸引相应的部分热量。为此，一般必须采用密排的水平或倾斜布置的蒸发受热面管束（也有的埋入过热器管束），管上焊有防磨鳍片。炉膛上部的悬浮段四周布置水冷壁管，悬浮段的烟气流速为2～3.5m/s，高度一般应使小于0.5mm的细颗粒的停留时间达到3～4s。鼓泡流化床锅炉的过热器、省煤器和空气预热器的布置与层燃炉或煤粉炉基本相同。给煤设备多采用螺旋给煤机。鼓泡流化床的基本结构如图所示。



鼓泡流化床锅炉简图

技术性能　实践表明，鼓泡流化床锅炉几乎可以燃烧一切种类的燃料，包括煤矸石和垃圾，依煤种不同其锅炉效率一般为75%～85%。当采用飞灰再循环系统时，热效率可进一步提高。向床内加入石灰石脱硫，当Ca/S≥2时可达80%的脱硫效率。排烟中NO_x含量小于300mg/m^3（标准状态干烟气，O_2=6%）；负荷调节范围可从100%到30%。

发展简况　鼓泡流化床锅炉自60年代开始应用于工业实际，并从工业锅炉发展到电站锅炉，最大容量已达到120MW（美国明尼苏达州黑狗电站）；中国在1965年建成第一台燃烧油页岩的14t/h鼓泡床锅炉。1981年，中国首台采用国产130t/h鼓泡流化床锅炉、以煤矸石为燃料的机组在黑龙江省投产。迄今运行台数较多，但容量均较小，多在35t/h以下，最大容量为220t/h。因鼓泡流化床锅炉大型化受到床面积的限制，且埋管磨损影响运行可靠性，故在电厂锅炉领域内已被循环流化床锅炉取代。

gupao liuhuachuang ranshao

鼓泡流化床燃烧

（bubbling fluidized bed combustion，BFBC）　在较低的空床气速下，利用鼓泡流化床工艺，进行固体燃料燃烧反应的一种流化床燃烧技术。鼓泡床内燃料及灰颗粒的运动状态如图1所示。床内的平均温度一般维持在800～950℃（加石灰石脱硫剂）或900～1050℃（不脱硫时）。床料通常由0.5～10mm粒度的灰颗粒和微量燃料颗粒组成。用于流化和燃烧的空气由炉底的布风装置均匀送入床内。空床气速一般选用3～4.5m/s（为临界流化速度的2～3倍）。膨胀料层高度约1.0～1.5m（约为静止料层高度的2倍）。当一定筛分宽度的燃料颗粒（通常为0～10mm）连续地投入床内时，很快就混合在灼热的床料中，并随着床料向各个方向运动，得到加热、着火和燃烧。床料的平均可燃物含量一般只有1%左右。

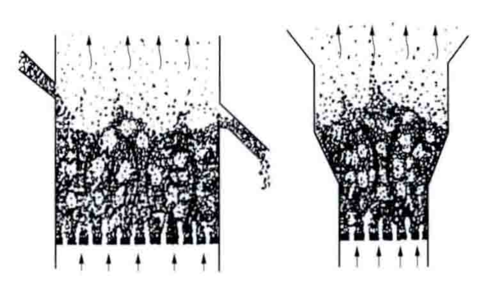


图1　鼓泡流化床燃烧时固体颗粒运动的示意图

鼓泡流化床燃烧系统如图2所示，其具有以下技术特点：①燃烧系统处于鼓泡流化床状态运行，床层一般具有较明晰的起伏波动的上界面；上升气流夹带的细微颗粒（一般粒径小于0.5mm）通过床层界面进入上部炉膛继续其燃烧过程，故上部炉膛工况条件对飞灰（一般占总灰量的20%～30%）的燃尽起着重要作用。②床料热容量大，加上燃料颗粒在床内的停留时间较长，即使是热值很低的多灰分劣质燃料，仍能很顺利地着火燃烧；其中大于0.5mm的颗粒不易被气流夹带，一般在料层中燃尽后随溢流灰及床底渣（一般占总灰量的70%～80%）排出炉外。③为维持规定的床温，床内必须设置足够的埋管受热面以吸收床层中燃料颗粒燃烧释放热量的过剩部分。鼓泡床内的埋管受热面与床料间具有很高的传热系数，一般为230～340W/(m^2·K)。④床内温度水平较低且较为均匀，热力型NO_x的生成量很少，加上一般均采用分级配风方式（一次风率即流化风率约85%，床上二次风率约15%），故NO_x的排放浓度一般在300mg/m^3（标准状况下）以下（N_2O的排放问题见流化床燃烧技

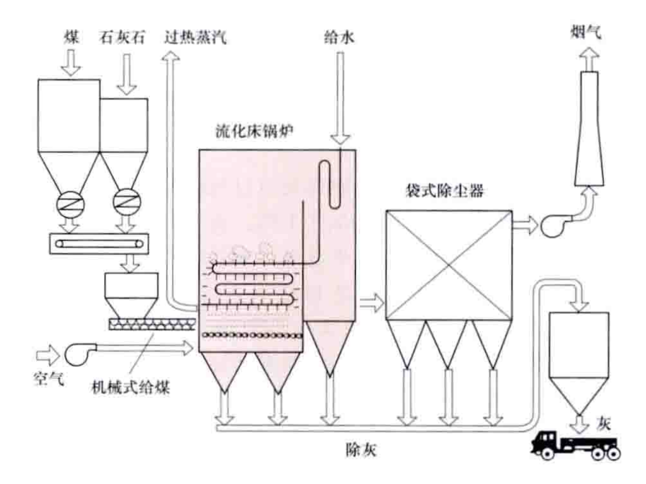


图2　鼓泡流化床燃烧系统工艺流程图

术）。⑤床料中加入石灰石或白云石细颗粒，维持 Ca/S 比在 2 左右，床温在 850～900℃，即可达到 80%脱硫效率。⑥流化床燃烧温度低于煤灰分的开始变形温度，即使燃用低灰熔融性温度的煤种，也不会产生炉膛结渣的问题。⑦低温燃烧产生的灰渣具有较高的活性，有利于综合利用。

鼓泡流化床燃烧技术也有其不足之处，即：①细燃料颗粒在上部炉膛内未经燃尽即被带出，常成为鼓泡流化床在燃烧宽筛分燃料时燃烧效率不高的主要原因，也是脱硫反应的钙利用率低的主要原因，通常采取飞灰再循环可得到部分弥补；②鼓泡流化床内粒子的水平方向湍动相对较慢，对入炉燃料的播散不利，影响床内燃料的均匀分布和燃烧效果，也迫使大功率燃烧系统的给煤点布置过多；③床内埋管的磨损速度过快问题难以得到很好解决。上述诸问题在一定程度上限制了鼓泡流化床燃烧技术的利用；而在鼓泡流化床基础上发展起来的循环流化床锅炉则基本克服了这些缺点。

guti feiwu chucun yu chuzhi

固体废物储存与处置

（storage and disposal of solid waste） 对火力发电厂产生的固体废物进行适当处理的技术和措施。火力发电厂排放的固体废物主要包括：①煤炭在锅炉中燃烧后产生的残留物，包括灰及渣两部分。随烟气从锅炉尾部排出，主要经除尘器收集下来的固体颗粒即为粉煤灰，也称为飞灰；颗粒较大或呈块状，从炉膛底部收集下来的称为炉渣，也称为炉底灰。锅炉炉型、煤种及燃煤的细度、燃烧工况等因素不同，所产生的粉煤灰和炉渣的比例也不同。对于燃煤电厂普遍采用的煤粉炉来说，粉煤灰约占 90%，炉渣约占 10%。②脱硫工艺过程中产生的副产物。脱硫工艺不同，产生的副产物也不同。对于燃煤电厂普遍采用的湿法石灰石合灰-石膏法脱硫工艺来说，所产生的副产物主要是脱硫石膏，包括硫酸钙及亚硫酸钙，以及未反应的吸收剂。③脱硝失效催化剂。指催化剂失活后，经过催化剂测试评估后不可再生的催化剂。

粉煤灰的储存与处置 燃煤发电过程中煤炭在锅炉中燃烧后残留的粉煤灰是夹杂在烟气中的，首先需要经过除尘设备将其从烟气中分离出来。燃煤电厂烟气除尘最常用的设备是静电除尘器、袋式除尘器和电袋复合除尘器。中国在 2000 年以前，燃煤电厂一般采用水力除灰方式，将除尘器除下来的粉煤灰与水混合，用灰浆泵通过灰管输送到储灰场储存。随着对燃煤电厂灰渣处置中节水、节地以及资源综合利用要求的日益提高，燃煤电厂采用干式除尘及干排渣工艺，除下来的灰渣分别进入干灰储库及干渣仓，炉渣与粉煤灰分开储存，静电除尘器除下来的粗细灰分开输送到不同的干灰储库。

被输送到干灰储库的粉煤灰有三种处置方式：①干灰散装外运到用户。②用调湿搅拌机调湿后运送到碾压灰场储存。③经分选或磨细后散装外运到粉煤灰用户。

被输送到储灰场的粉煤灰有两种处置方式：①永久储存。一些储灰场库容饱和后采取覆土种植植被，或复垦造地，灰渣被永久埋藏在地下。②综合利用。

中国国家标准 GB/T 1596—2005《用于水泥和混凝土中的粉煤灰》，将粉煤灰按细度等指标分成三个等级（见粉煤灰利用）。粉煤灰的品位化加工主要是提高其细度方面的加工，提高其他指标方面的加工在实际应用中并不经济。提高粉煤灰细度采取的主要工艺措施包括：①粗细分排。将静电除尘器二电场或二电场以后的电场收集的细灰分开排放和储存。②干灰分选。采用离心分离原理将细粉煤灰分离出来。③干灰粉磨。将粗粉煤灰粉磨成细度符合标准要求的等级细灰。

炉渣的储存与处置 燃煤电厂除渣系统包括湿式除渣和干式除渣两种，为满足环保要求，便于炉渣的综合利用，中国自 2000 年以来更多电厂采用干式除渣工艺。与湿式除渣相比，干式除渣具有节水、节电、环保及便于渣的利用等特点。

湿式除渣工艺 煤粉燃烧产生的炉渣落入设在锅炉底部的水浸式渣斗进行水淬冷却，经水淬冷却后的渣用捞渣机输送到碎渣机，再用埋刮板输送机、喷射泵或其他输送设备将破碎后的渣输送到脱水仓进行脱水，脱水后的碎渣的含水率一般为 10%～20%，用汽车外运至炉渣用户或到灰场储存。

干式除渣工艺 锅炉炉膛落下的热渣（850℃左右）经储渣斗、炉底排渣装置被输送到缓慢移动的输送钢带上，炉底排渣装置挤压机构将大块炉渣破碎，从而提高大块渣的冷却效果，同时防止大块渣冲击、损坏输送钢带。低速运转的输送钢带将渣输送到头部卸料端，并由一级碎渣机破碎到 25～75mm 以下粒径。从输渣机头部送入定量的冷却空气（由炉膛负压吸入），与钢带上的渣层进行热交换，将渣冷却到 200℃左右。冷却后的碎渣采用机械输送或气力输送方式输送到干渣仓储存，再用汽车外运至炉渣用户或运送到碾压灰场储存。

脱硫石膏的储存与处置 脱硫吸收塔排出的石膏浆液输送到旋流分离器进行浓缩，浓缩后的石膏浆液进入真空带式皮带机滤布，滤布通过汽缸驱动移动，同时真空泵在滤布下抽真空脱水，并用水冲洗石膏，以降低石膏中的 Cl^- 含量，提高石膏的品质。脱水后的石膏被输送到石膏储仓储存，可供综合利用或送至灰场储存。

脱硝失效催化剂的储存与处置 见脱硝失效催化剂处置和再生。

guti feiwu liyong

固体废物利用

（utilization of solid waste） 对燃煤电厂排出的原状固体废物（包括原状粉煤灰、炉渣和脱硫石膏等）或经适当处理后的固体废物作为资源加以利用的技术和措施。

历史和发展概况 燃煤电厂固体废物中的粉煤灰和渣的利用最早始于 20 世纪 20 年代，当时欧洲工业国家开始将电厂排出的炉渣用于建材和建工生产的部分领域。随着生产的发展和对灰渣性能的进一步认识，逐渐确立了灰渣的资源地位，占灰渣主要部分的粉煤灰得到了利用，利用范围也扩展到筑路、建材、回填、化工和农业等许多领域。20 世纪八九十年代以来，许多国家都将灰渣作为一种可再生资源来对待，并通过立法加以确定，如美国已将灰渣列为 12 种重要固体原料之一。同时，国际上相继成立了许多专门研究和交流灰渣利用技术的研究机构，出现了许多专门从事灰渣处理、运输和销售服务的企业。中国同样在灰渣利用方面进行了深入的科学研究和广泛的工程应用，并颁布了多种优惠政

策，在灰渣利用方面有了很大的发展。燃煤电厂产生粉煤灰由1990年的1800万t增加到2011年的5.4亿t，利用率也由1990年的26.5%提高到2011年的68%。

外国燃煤电厂对*石灰石/石灰-石膏法脱硫*产生石膏的综合利用始于20世纪70年代，较好地解决了脱硫石膏运输、干燥、改性、应用等技术方面的问题，石膏工业大规模采用脱硫石膏，应用技术也比较成熟。日本是世界上最早大规模应用脱硫石膏的国家，1977年利用量就已达到214.5万t，几乎全部用于生产石膏板，近年还采用粉煤灰和脱硫石膏及添加少量石灰制成具有火山灰反应强度的"波造特"湿润性粉状材料，作为沙土替代料。德国脱硫石膏综合利用技术发展较快，主要通过在产地建厂将脱硫石膏生产为石膏板，另外用脱硫石膏来替代高龄土和方解石，生产造纸的填料和涂胶料。美国2000年的脱硫石膏用量达到900万t，主要利用脱硫石膏与天然石膏一起生产石膏板。中国脱硫石膏综合利用始于20世纪90年代，主要用作纸面石膏板、实心石膏砌块、水泥缓凝剂等，2011年中国脱硫石膏的产出量约为6770万t，综合利用率约为71%。

粉煤灰整体利用 将燃煤电厂原状粉煤灰全部组分加以利用的技术及措施。除可用于生产墙体材料、生产水泥、用作混凝土掺合料、用于筑路工程外（见*粉煤灰利用*），还可用于农业、建筑地基处理、覆土造田和矿井回填等。

用于农业　粉煤灰可用于改良土壤或生产粉煤灰农肥。日本在20世纪60年代就以粉煤灰为原料研制生产硅酸钾化肥，80年代初实现了工业生产。中国在20世纪80年代也研制出粉煤灰硅钙肥，并已成功在废弃灰场上种植部分蔬菜、小冠花等作物。

用于建筑地基处理　粉煤灰与石灰及水拌合制成的二灰土和二灰桩，能胶结成密实坚硬的水化物块体，可用于地基处理。用湿粉煤灰、石子、水泥混合灌注而成的粉煤灰混凝土复合地基具有素混凝土地基的承载能力，且沉降小，工程造价低。

用于覆土造田和矿井回填　粉煤灰可代替黏土和砂石作为采矿塌陷区、荒沟、低凹地、河滩地及港区的充填材料，充填后覆土，可成为平整的良田。粉煤灰还可代替黄砂、黄土作为废弃矿井或采空区的回填材料，以及矿井的注浆灭火材料。

粉煤灰陶粒及其他　用80%粉煤灰加少量黏结剂（如13%～15%黏土），与4%～6%的煤经混合、成球、烧结、破碎筛分成为粉煤灰陶粒和陶砂，可用于生产高强度轻质混凝土；用65%的磨细炉渣掺30%左右的粉煤灰，加适量石灰、石膏或水泥，可生产砌筑砂浆。粉煤灰还可作为人造大理石、铸石、陶瓷等生产的原材料。

粉煤灰部分利用 将燃煤电厂粉煤灰经过物理或化学加工后，利用其部分组分的技术和措施。包括漂珠、沉珠、铁粉、炭粉、细灰等的应用。

漂珠的应用　密度小于1g/cm^{3}的球状空心玻璃体称为漂珠。用漂珠与适量木屑和结合剂混合后可烧制成漂珠耐火砖，具有质轻、隔热和节能的特点。中国已能生产容重为0.4、0.6、0.8、1.0t/m^{3}的四种产品。漂珠耐火砖的耐火度为1580～1700℃，350℃下热导率为0.19～0.49W/(m·K)，使用温度为1100～1400℃。漂珠还可生产油井水泥、漂浮结构、发光油漆、抗静电塑料和轻质混凝土等。

沉珠的应用　密度大于1g/cm^{3}的球状玻璃体称为沉珠。沉珠可作为生产炸药、塑料、橡胶、沥青、喷涂材料、绝缘防火材料以及增强剂和催化剂等的原材料，尤其在塑料制品中用途更广。用沉珠代替$CaCO_3$填充PVC等树脂，掺量可达树脂量的25%～30%，具有耐磨、耐腐、抗老化等特点。

铁粉的应用　粉煤灰中的铁质颗粒称为铁粉。铁粉根据含铁量、密度和磁性的不同可有多种用途：高铁（TFe＞50%）的铁粉可用作炼铁原料；高密度铁粉可用作选矿重介质；总铁在20%～50%的铁粉可作为水泥原料；强磁性铁粉可作为探伤磁粉。

炭粉的应用　粉煤灰中的未燃尽炭粒称为炭粉，具有较高的热值。可掺入原煤中回炉重烧，也可作为烧结砖燃料和制取活性炭的原料。

细灰的应用　细度达到4900孔、筛余小于5%～8%的分选细灰和磨细灰具有较高的活性，是生产水泥和泵送混凝土的良好原料，已成为一种商品，在中国许多地区得到利用。

渣的利用 将燃煤电厂的原状炉渣或经适当加工后的炉渣作为资源加以利用的技术和措施。

渣占灰渣量的百分比称为排渣率，固态排渣煤粉炉的排渣率为10%～20%，液态排渣炉为20%～40%，旋风炉为60%～90%。渣具有火山灰活性，并且颗粒较粗，便于运输和使用，产生的量相对较少，因此利用率相对较高。

一般利用　炉渣经一定筛分和磨细后，可作为骨料或活性材料加以利用。例如：代替部分黏土生产灰渣砖；代替黄砂、细石配制砌筑砂浆；作为细骨料及活性掺合料生产混凝土制品；作为骨料用于建筑地基和道路基层的处理；用作水泥混合材等。

特殊利用　利用炉渣的某些特性可在一些特殊方面加以利用。主要有：①利用炉渣的玻璃状多孔结构，作为场地排水系统的渗透填料，以及在园林工艺中作为水和营养液的疏导材料；②利用炉渣表面粗糙、硬度较高的特点，作为表面清理或喷砂材料；③经炉内增钙排出的液态渣可作为硅钙肥使用；④经炉内调质，加助熔剂后的液态渣，可直接拉丝成型，生产岩棉制品。此外，还发展了生产液态渣玻璃马赛克、液态渣微晶玻璃和从炉渣中提取有用元素的新工艺和新技术。

脱硫石膏的利用 见*脱硫石膏利用*。

脱硝失效催化剂处置和再生 见*脱硝失效催化剂处置和再生*。

固体废物的利用效益 燃煤电厂固体废物综合利用可减少储存用地，减轻固体废物对水体和大气的污染，又可创造一定的经济效益。但是利用固体废物的经济效益因时因地差异很大，同时与固体废物本身的品质也密切相关。例如，在工业发达的城市地区以及黏土、砂石缺乏的平原地带，灰渣利用的经济效益就较其他一些地区高。

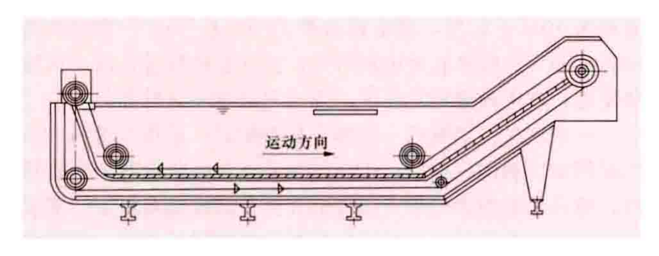
根据一些地区的统计，每利用1万t灰渣，可为电厂节约征地200m^2，且减少了灰场投资和运行费用。利用灰渣还可降低用灰单位的生产成本，增加利润。但灰渣是一种量大而质量不够稳定的废渣，它的利用受到技术、经济等条件的

制约，除日本、德国、丹麦等国外，世界上大多数国家的灰渣还不能全部得到利用。因此，应发挥各行各业的积极性，因地制宜，积极、稳妥地推广灰渣的综合利用。例如，在黏土资源缺乏的大中城市和平原地带，可着重发展建材、建工、建筑和筑路利用灰渣；在山区、丘陵地区及矿区，重点发展土地复垦、矿井回填；在靠近电厂的农村，重点发展农业用灰。但世界各国都在积极开发利用，并采用经济鼓励政策，以促进其应用。

脱硫石膏的利用也存在着明显的地区差异，而在天然石膏矿比较缺乏、经济又比较发达的地区，脱硫石膏的利用情况较好，如浙江、江苏、上海、广东、福建等沿海发达地区，脱硫石膏的利用率达到 80%以上，综合利用的经济效益也十分明显。

guaban laozhaji

刮板捞渣机 (submerged scraper conveyor for bottom ash removal) 靠装在定向移动链条上的刮板将灰渣从炉底水槽中排出的灰渣输送机械装置。它与炉膛冷灰斗下部的插板装置连接通道（俗称渣井）、关断门和排渣端的导渣槽、分离筛、碎渣机等共同组成一套完整的机械排渣装置。如图所示，刮板捞渣机通常由狭长水槽、倾斜沥水



刮板捞渣机

段及链条返回腔组成壳体，两条相互平行的链条由驱动装置牵引，使定距分布的刮板沿水槽底部经沥水段和返回腔连接移动。炽热炉渣由冷灰斗落入水槽水容积内，经自然淬冷破碎沉入槽底，由刮板托带至沥水段，然后由排渣端排出，再经导渣槽或分离筛筛分，较大的渣块进入碎渣机破碎后，由渣沟或专门的输送设备将炉渣输至贮灰场或用户。补给水冷却和溢流系统使槽内水温保持在 60℃以下，保护系统能使捞渣机在过载和断裂或掉链时停机和报警。在锅炉运行条件下，捞渣机发生事故时可将关断门临时关闭，进行抢修排除故障。事故和停机检修时可将捞渣机沿轨道引出修理，或换上同型备用设备。刮板捞渣机沥水段倾角一般为 25°～45°，水槽长度根据锅炉的容量可从几米到几十米。链条运动速度一般为 1.5～3m/min，为防止过快磨损，最大不超过 6m/min。捞渣机出力为 5～60t/h。刮板捞渣机在中国和世界其他国家都得到广泛使用。

guanbi wendu jisuan

管壁温度计算 (prediction of tube wall temperature)

为保证锅炉工作的可靠性，锅炉所有受热管的金属温度必须低于它的安全极限。对受热面管壁温度进行核算是锅炉设计中的一项重要工作。

需要核算的管壁温度 t_w 是指同一管组中热力、水力在最不利条件下的局部最高壁温。核算管壁温度的部位应是热负荷大、工质温度高和水力偏差大的地方，单独一个因素或某些因素配合都可能导致管壁温度达到危险值。

受热管的强度计算要求确定受热管的管壁温度。随着金属温度升高，钢材的许用应力下降，因此，必须按允许的管壁温度条件来选用管材。进行强度计算时，管壁温度采用管子内外壁的平均温度。受热管允许使用的外壁温度限于管子外壁不致形成氧化皮。

受热管管壁厚度上的平均壁温按下式计算，即

$$t_w = t + \Delta t_{dev} + \mu\beta q_{max}\left(\frac{\delta}{\lambda}\frac{1}{\beta+1} + \frac{1}{\alpha_2}\right), ℃$$

受热管外壁温度按下式计算，即

$$t_{ow} = t + \Delta t_{dev} + \mu\beta q_{max}\left(\frac{\delta}{\lambda}\frac{2}{\beta+1} + \frac{1}{\alpha_2}\right), ℃$$

上两式中 t 为管壁温度计算点处工质的平均温度，℃；Δt_{dev} 为工质最高温度与平均温度的偏差值，℃；μ 为热散漫系数；β 为管子外径与内径之比，$\beta=\frac{d_o}{d_i}$；q_{max} 为热负荷最高的管子上吸热量最大处的热负荷，W/m^2；δ 为管子壁厚，m；λ 为管壁金属导热系数，W/(m·℃)；α_2 为管壁对受热介质的换热系数，W/(m^2·℃)。

guandao shigong

管道施工 (piping erection) 按照工程设计进行管道敷设，以及管子之间和管子与其附件之间的连接的工艺过程。火力发电厂热力系统的汽水管道和供水、燃油、除灰等辅助系统的管道规格多种多样，包括直径为 25mm 的小管到直径为 2～4m、壁厚为 10～20mm 的大口径薄壁管，以及直径为 0.4～1m、壁厚为 50～200mm 的大口径厚壁管，它们分别在高温高压、低温低压和真空等各种工况下工作，材质有碳素钢和各类合金钢，管道品种有数十种。管道附件指弯头、弯管、三通、变径管、波纹伸缩节、法兰、阀门、支吊架等。管道和附件可由制造厂随机供应，或由专业制造厂加工，也可由施工单位现场加工。管道的总重量随电厂容量不同可达上千吨乃至万余吨。管道施工主要包括管子和管道附件的检验与配制、安装和系统严密性试验等。

管子和管道附件的检验与配制 管子和管道附件应在安装前核对质量保证书，并进行外形尺寸、合金钢光谱分析、硬度检测，有特殊要求的进行金相检验，以保证质量。

管子 低压大口径管道多用焊接钢管，其他管道则使用无缝钢管。钢管材质均应有质量保证书，设计压力大于或等于 1.6MPa 的管道应有材质化学分析和机械性能报告。外观不得有重皮、裂缝。合金钢管应有热处理状态说明并做光谱复查，做出钢号标志。对蒸汽管道应选取壁厚最大负公差的管段，留作监察段使用。

弯管 用钢管弯制，弯曲半径为管径的 4 倍左右。弯管时弯曲外径的管壁拉长变薄，断面呈椭圆形，强度降低，因此要求弯管工艺能使该缺陷最小。主要弯管方法有冷弯、灌砂热弯、中频弯管等多种。

(1) 冷弯。用冷弯管机冷弯，一般用于弯制管径 100mm 以下的管子，现场弯管方便。但不同规格钢管和弯曲半径需使用不同的模具。

（2）灌砂热弯。钢管内部灌砂并振实，将弯曲段钢管均匀加热，再将直管部分放在两侧靠桩中间固定，管端用卷扬机钢丝绳牵引转动把钢管拉弯。灌砂热弯适用于各种规格、各类钢种的钢管。

（3）中频弯管。用中频电磁感应将钢管的一小段快速加热，并通过弯管机的机械力弯曲成一小角度，随即强迫冷却并向前推进。依此顺序加热、弯曲、冷却和推进，将钢管弯曲到需要的角度。由于弯制时高温变形段很短，两侧都是刚度大的冷态钢管，所以变形处的管径椭圆度和壁厚减薄量都很小。加热钢管的感应圈流过频率为500～1000Hz、大小为数千安培的中频电流。冷却感应圈的水从圈内侧一排小孔喷出，用以冷却碳钢管。但对合金钢管需用空气冷却。弯制碳钢管加热温度为850～1000℃。合金钢管加热温度不宜超过900℃，以防发生晶界裂纹，弯后正火加回火处理。不锈钢管加热到900～1050℃，采用快冷使奥氏体化。中频弯管可弯壁厚达100mm以上的钢管。1999年1月，中国开发成功P91钢材中频弯管技术，满足了中频感应弯曲工艺和热处理工艺的要求。

弯头　弯曲半径小，一般为1.5倍管径，有热压弯头和焊接弯头两类。

（1）热压弯头。将无缝钢管加热后用模具加压或推挤成型，再加工管口制成，使用广泛。厚壁热压弯头的弯曲半径为0.8～1.5倍管径，壁厚可达100mm以上。

（2）焊接弯头。有多节环焊缝如虾状的弯头和纵焊缝弯头两种。前者是把钢管或钢板切割后组合、焊接制成，90°弯头一般为3到4节，多用于大口径薄壁管道；后者将钢板模压成两个半片，用纵向焊缝焊接而成，多用于中压管道。

三通　有等径、异径、正交、斜交等多种形状。结构有焊接三通、热挤压三通和锻制三通。

（1）焊接三通。用展开图法对主管开孔、支管切割再组合焊接制成，普遍采用于中低压管道。三通的肩部和腹部所受应力较大，所以其强度低于同规格直管。在肩腹部用钢板加强的三通可用于中压管道。厚壁管三通可用管壁比直管壁更厚的管子制作，或用锻制的厚壁管制作。

（2）热挤压三通。钢管下料后在中部钻孔，拉杆穿过孔洞，拉模放置管内。加热后从两端挤压使管壁增厚，再将模具拔出，孔周管壁拔出成颈状支管，所以又称热拔三通。这种三通肩部圆滑过渡，改善了应力状况，用于中小机组的高压管道。不加挤压的热拔三通用于耐酸衬橡胶管。

（3）锻制三通。将钢锭锻成设计外形，用机械镗孔加工制成的三通。强度高，用于高压管道。

阀门检查　除工厂保证无需检查的阀门外，其他阀门在使用前应做组装性能检查，检查是否开闭灵活、动作正确。用1.25倍铭牌压力做水压试验，以检查阀芯、阀盖及填料函的密封性。阀芯泄漏时需进行研磨，直至水压试验合格。对高压阀门的合金钢部件，除密封面外逐件做光谱复查以验证其钢号。

安装　主要工作是管子下料、坡口、组合、就位、对口、焊接或连接及支吊架安装。安装方法可分为施工现场下料安装和工厂化组合件安装两种。

现场下料安装　钢管下料宜用机械切割，也可用氧乙炔火焰切割，不锈钢和高合金钢管用等离子切割。管端用坡口机切削坡口。先进行组合工作，把钢管与法兰、弯头等管件对口焊接。坡口形状和对口标准按照焊接规定。管道就位在支吊架安装好后进行。由于现场实际情况与设计要求不尽一致，以及三通、弯头的角度误差等原因，按设计要求下料的管子对口时会有间隙不符和错口。此时不应强力对口连接，以免使管道和设备接口应力过大和导致法兰泄漏。安装工作通常是逐段进行的，在部分管道就位后应在现场测量尺寸，进行下料，以保证对口。合金钢管焊口在热处理前因脆性大，不允许受力过大。水平管道定位应注意管道倾斜方向和倾斜度符合设计要求，以保证疏水、放水和放空气。

工厂组合件安装　大型机组管道安装的工程量很大，扩大组合件安装是缩短工期、提高质量的有效途径。工厂有良好条件，可高效率机械加工，制作组合件时，其焊口可完成全部焊口的一半以上。一般将组合件的钢管管端坡口全部加工好，温度、压力测点和旁路、疏水管接头装好，经热处理完毕，焊口探伤检验合格，对组合件内壁做喷砂、金属丸或酸洗除锈、外壁防腐处理和管端封堵保护，再按照设计要求对组合件编号，运到现场安装。但应注意组合件安装时，要求各设备接口的位置与图纸相差很小时才能对口连接，所以对设备基础中心线和设备安装的标高和垂直度的要求很严格。安装时，组合件运进厂房，全部一次就位，调整对口后定位焊接。有的管道组合件有一调整段直管在现场下料，以保证对口。

冷拉　为减小管道系统的二次应力，一般设计有冷拉口。冷拉在安装的最后阶段进行。冷拉区段管道焊接及热处理完成后，固定支架安装牢固、管道定位好，但不使吊架弹簧受力。两端管口对正，间距符合设计要求，经检查合格后将冷拉口拉紧，进行焊接。焊口经检验合格热处理后，方可拆除拉具。

支吊架进入工作状态　管道安装并保温结束后拆除临时吊点，管道荷重由各支吊架分别承担，按设计规定进行弹簧受力调整。试运行热膨胀后，支吊架荷载会有所变化，应再次进行调整，使弹簧受力的冷态值和热态值符合规定。

系统严密性试验　一般采用水压或气压试验。水压试验灌水时，注意将管内空气排净，否则加压时压力不稳定。应加压至工作压力的1.25倍，维持10min，降至工作压力后检查无渗水为合格。

guandao zhendong zhili

管道振动治理　(piping vibration control)　为保证电厂汽水管道系统安全运行而采取的降低管道振动的技术措施。在机组运行过程中经常遇到汽水管道振动问题，振动严重时会造成支吊架断裂、阀门控制失灵、测量管座开裂，甚至造成管道焊缝开裂及机组停运等严重事故，对人身和设备安全构成威胁。

管道振动原因及振动治理方法如下：

（1）汽、水及两相流介质流动引起的管道共振或强迫振动。流速超过某一数值时流体由稳定的层流进入紊流状态，紊流介质的质点在总体上沿管道向前流动，同时还存在径向随机脉动，介质通过弯管等管件时压力脉动更加剧烈，介质激振力频谱是一个宽带的复杂频谱，压力脉动是管道的激振力。当管道某阶固有频率与激振力频率相近且该频率的激振

力强度较高时管道将产生共振，见图1；当某频带的激振力强度较高时，即使不在共振区管道也可能产生强烈的强迫振动，见图2。

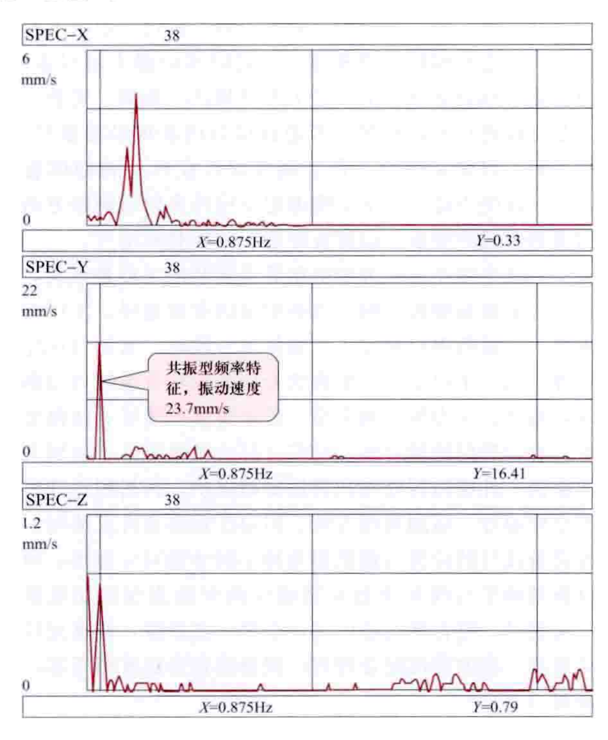


图1 共振型频谱图

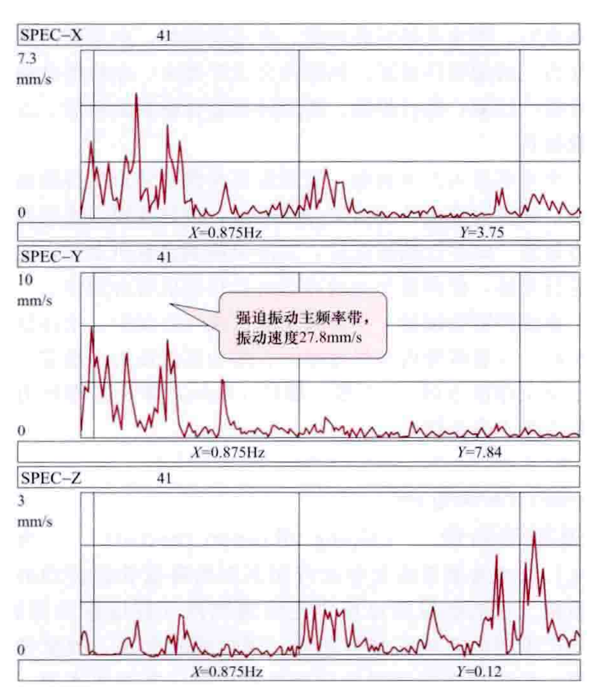


图2 强迫振动频谱图

管道振动治理是通过现场观察、振动测试、频谱分析、振型分析等，在适当位置设置减振装置，提高管道固有频率以避开共振区激振频率的方法降低振动响应，振动安全性评估也是振动治理的组成部分。

（2）阀门自激振动引发管道振动。通常这种振动频率较高，应通过阀门的整改降低或消除振动。

（3）给水管道在泵入口处有效汽蚀余量接近或小于泵的必需汽蚀余量时管道会发生振动，通常这种情况很少发生。常见的是在某一特定流量时流体压力脉动引起的管道振动。解决方法是在管道振动流量附近运行时，通过调节泵的流量，使一个泵维持低于振动流量，另一泵高于振动流量。

guandao zhidiaojia

管道支吊架 (pipe suspension and support) 支承管道荷载、限制管道位移和方向、控制管道振动的装置。一般由连接管道的管部、在承受荷载的构筑物上固定的根部、中间传递荷载的连接件和功能件组成，功能件包括恒力弹簧件、变力弹簧件或液压阻尼件等。合理的支吊架选型和布置，关系到管道及所连接设备的长期安全运行。为便于安装和维护，支吊架的管部和连接件采用标准化和规范化设计，并逐步趋向工厂化制作。

火电厂常用的支吊架按功能分类有：固定支架、导向支架、滑动支架、刚性吊架、弹簧支吊架、恒力支吊架、限位支吊架和减振支吊架。

固定支架　固定管道并承受管道重力荷载和热胀冷缩作用力和力矩的支点。在该支点上，管道无任何方向的线位移和角位移。

导向支架　限制管道径向位移，仅允许管道轴向位移的支点。导向支架可安装在水平或垂直的管道上。安装在垂直管道上时，将不承受管道重力荷载。

滑动支架　限制管道垂直方向位移并承受管道垂直荷载的支点。可在动静接触面上加装滚动装置或低摩擦系数的滑动材料，降低支架水平位移的摩擦力。

刚性吊架　限制管道垂直方向位移并承受管道垂直荷载的吊点。

弹簧支吊架　在管道位移过程中利用弹簧变形承受管道荷载的支吊点。一般由圆柱螺旋弹簧、位移指示板等构成，支吊架对管道的作用力随弹簧压缩值而变化，故又称为变力弹簧支吊架，一般用于允许荷载适度转移而位移量较小的场合。

恒力支吊架　垂直方向位移较大或需要限制荷载转移的管道支吊点。恒力支吊架根据力矩平衡原理设计，一般由圆柱螺旋弹簧和杠杆机构等组成，支吊架对管道的作用力保持基本恒定。

限位支吊架　管道需要限制线位移或角位移处的支吊点。它不承受管道重量，但可调整管道的应力分配，或减少管道对设备的推力，按所需的功能以及与支承构筑物的关系设置，以简化管道支吊架的设计。

减振支吊架　抑制和吸收管道承受动荷载所产生的振动和动荷载作用力，即所谓振动抑制器。它不限制管道的热位移，也不承受管道的重量荷载。按结构原理，有机械和液力两种型式。

guandao zhidiaojia tiaozheng

管道支吊架调整 (adjustment of pipe suspension and support) 为保证电厂汽水管道系统安全运行而采取的改善支吊架承载状态和管道系统应力状态的技术措施。支吊架的作用是承受管道的重量、适应管系热膨胀位移、控制管

道振动及保护管道免受冲击荷载损坏等。如果支吊架在制造、安装中存在欠缺，会使支吊架承载及热位移偏离设计值，导致管道应力升高，尤其对管件、焊缝等处的安全运行不利，并会降低管道的运行寿命。对管道支吊架进行检查调整，可发现支吊架的制造质量问题，消除支吊架安装缺陷，使管道支吊架恢复正常状态，保证汽水管道的安全运行。

常见问题　主要包括：①管道设计方面可能存在材料计算参数不准确、支吊架配置不合理、支吊架荷载分配不合理等。设计不佳会使管道应力偏高或对设备的推力力矩过大，也可能由于支吊架配置不佳造成热膨胀稳定性不良，使管线偏离设计线，缩短管道寿命。②如果管件制造质量和安装焊接工艺不完善，造成管道安装线偏离设计线较大，对支吊架承载和热位移将产生不利影响，管道应力也将升高；支吊架制造、安装质量对管道长期安全运行有重大影响，劣质弹性支吊架或支吊架安装不正确会使管道冷、热态偏离设计线，甚至影响管道的正常热膨胀。③高温蒸汽管道长期运行后会发生蠕变变形，管线位置将发生一定程度的变化；弹性支吊架长期运行后其性能也会发生变化，这两种情况会造成支吊架承载偏离设计值，甚至发生支吊架卡死或脱载等现象。

支吊架调整方法　在管道热态和冷态时对支吊架状态进行检查，记录存在的问题，并根据管道设计或校核计算数据制订调整方案，在机组检修时进行管道支吊架调整，消除支吊架缺陷，使支吊架承载及热位移达到或接近设计值。

调整后冷态和热态弹性支吊架吊杆偏斜不应超过4°、刚性吊杆偏斜不应超过3°；恒力弹簧吊架位移指针不应卡在上、下限位置；液压阻尼器不应拉、压至极限位，并且不应有漏油现象；支吊架生根结构不应有变形；横担梁不应有明显偏斜等。

运行中的监督　在机组每次起、停运行过程中应对汽水管道支吊架进行一次目视检查，检查支吊架状态是否正常、承载是否正确，记录管道三向位移指示器位置数据，检查管道有无明显下沉或异常翘曲变形现象。如发现有异常情况，应及时分析原因并研究制订调整消缺方案。

guannei feiteng huanre

管内沸腾换热　(boiling heat transfer in tubes)　液体工质在管内流动过程中受热并在固液界面上发生汽化的换热过程，又称为流动沸腾换热。管内沸腾换热是受迫对流换热与沸腾换热的综合换热过程。

机理与沸腾曲线　流动中的介质受外界加热而沸腾，此时流道内同时存在非均匀的速度场和温度场，二者相互结合又相互影响，但在研究管内沸腾的流动特性或传热特性时又常把二者分开，未充分考虑其相互影响。近年来解析计算研究已趋向于把二者综合考虑。但工程上常用的以实验为基础的管内沸腾计算一般按流动与传热分开方式处理。

描述管内沸腾换热的机理可借助于沸腾特性曲线。曲线的形式与池内沸腾换热时的相似，只是因为管内沸腾与池内沸腾相比，换热能力较强，所以在同一坐标中曲线位置偏上，其他性质与池内沸腾类似。临界热流密度可高达池内沸腾的1～5倍。

管内沸腾分为过冷沸腾、饱和沸腾、强制对流蒸发、过渡沸腾、雾状流蒸发和膜沸腾。因为管内工质在流动的同时汽化，呈汽液两相流动。沿流动方向液体份额逐渐减少，在一定条件下，残余液体最后会以液膜形式附壁流动，流道中心区为含少量液滴的蒸汽。此时液膜极薄，导热能力很强，壁温下降，不足以维持汽泡核化的过热度，于是核态沸腾被抑制，代之以液膜表面强烈的蒸发换热，此工况称为强制对流蒸发。过此热流密度，再增大即进入临界状态。并非所有管内沸腾都会出现强制对流蒸发阶段，有时在未达到此阶段即由核态沸腾转入临界状态。由对流蒸发转入临界状态称为干涸，由核态沸腾转入的临界状态称为偏离核态沸腾(DNB)。从壁面金属材料超温破坏来看DNB更为严重。出现干涸时，由于蒸汽膜流速较高，受热壁面不一定会超温，但也有超温的可能。大型电站锅炉容易出现干涸现象，核反应堆容易出现DNB现象，高强度换热器则二者均有可能出现，或者进入过渡沸腾状态。

计算公式　管内沸腾换热和池内沸腾换热相比较多了一部分对流换热能力。工程上计算管内沸腾换热多采用J. C. Chen于1966年提出的叠加方法，即管内沸腾换热等于单相液体对流换热和核态沸腾换热之和，计算式为

$$q=\alpha(T_w-T_s)=\alpha_{sp}(T_w-T_L)+\alpha_B(T_w-T_s) \qquad (1)$$

式中 α、α_{sp}、α_B 分别为管内沸腾、液体单相对流和管内核态沸腾换热系数，T_L 为主流液体平均温度。在未达到沸腾时，$\alpha_B=0$，随壁温升高沸腾加剧，α_B增大，α_{sp}减小，达到充分发展饱和沸腾时，α_{sp}消失。α_{sp}按液相纵向对流换热计算(α_L)，α_B按池内沸腾换热计算(α_P)。考虑到汽泡扰动对液相传热的促进影响和管内沸腾与池内沸腾时沸腾边界层中温度场的不同，两者分别以修正系数 F 和 S($F>1$，$S<1$)进行修正，即 $\alpha_{sp}=F\cdot\alpha_L$，$\alpha_B=S\cdot\alpha_P$。

管内沸腾的临界热负荷计算公式很多，常沿用鲍林(Bowring，1972)推荐的公式，即

$$q_{cr}=\frac{A+0.25D_e G\Delta h_i}{C+L} \qquad (2)$$

式中 D_e、L、G、Δh_i 分别为管当量直径、管长、质量流速和介质入口过冷焓差(h_s-h_i)。A 和 C 与介质压力和上述四个参数有关。

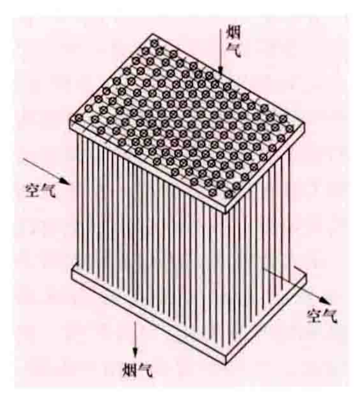
参考书目

林宗虎．气液两相流和沸腾传热．西安：西安交通大学出版社，2003．

guanshi kongqi yureqi

管式空气预热器　(tubular air preheater)　烟气、空气各在管内外流动，通过管壁进行热交换，属于传热式换热装置。

类型和结构　有立式和卧式两种。立式的管箱垂直布置，烟气在管内做纵向流动，空气在管外横向冲刷，多用于燃煤锅炉。卧式布置时，烟气在管外横向冲刷，空气在管内纵向流动，多用于燃油锅炉。卧式的冷段管壁温度比立式稍高，有利于减轻低温烟气腐蚀，当腐蚀损坏后仅需更换最后几排管子而不需换整个管箱。管式预热器主要由管箱和连通罩组成。管箱如图所示，它由许多根平行错列布置的管子在两端与管板连接而成，中国常用 $\phi40\times1.5$mm 有缝钢管。为防止低温腐蚀和堵灰，燃用含硫量较高的燃料时，冷段管箱的管子可用耐硫酸腐蚀的低合金钢管、玻璃管或涂搪瓷钢



管式空气预热器管箱

管。管间节距要综合考虑换热、阻力、振动等因素。立式管箱常设置中间管板，以使空气做多次交叉流动。为保护管子不被飞灰磨损，在进口处可加装防磨套管。

布置　有单级和双级两种布置，单级常用于燃油、燃气锅炉，热风温度在250℃以下；燃煤锅炉为达到较高的热风温度并考虑整个锅炉机组的经济性，常采用双级布置。此时预热器与上下级省煤器交错布置。根据需要有单面进风和双面进风。若采用交叉流动、合理布置管板并使烟气和空气流冲刷更为均匀等措施，可提高温差和受热面利用系数，使整体尺寸缩小、重量减轻，如Z形布置。

立式布置的烟气速度多为9～14m/s，而空气速度约为烟速的1/2。

运行问题　管式空气预热器运行中最主要的问题有两个：一个是振动；另一个是低温腐蚀和堵灰。

为防止振动，可在管箱中加装防振隔板（见空气预热器振动）。

为防止低温腐蚀和堵灰，冷端金属壁温应控制在烟气酸露点温度以上。因此，有时加装前置预热器或采用热风再循环以提高入口风温。

guangxue jinxiang xianwei fenxi

光学金相显微分析　(optical micro-structure inspection)　用光学显微镜观察、鉴别和分析金属的显微组织及显微缺陷的方法。显微组织包括相的组成、数量、形态、大小、分布，显微缺陷包括各种非金属夹杂物、裂纹(性质、大小、形态、走向及其与显微组织的关系等)、显微孔洞（大小、分布）、珠光体球化程度和石墨化程度、脱碳、过烧、过热等。光学金相显微分析广泛用于火电厂，是电厂金属监督中一种重要的分析方法。

金相显微分析的操作使用光学金相显微镜进行，程序包括取样、制样、复型、观察与拍摄、结果分析等。

光学金相显微镜　光学金相显微镜采用的是反射光成像。由于可见光连续波长的限制，光学金相显微镜一般有效放大倍数在1500倍以下。以常温组织分析内容为主的金相显微镜，按结构分有立式、卧式、便携式三种，按精确度可分为普通型金相显微镜、实验室金相显微镜和研究用金相显微镜三类。观察研究高温态组织转变以及冷却过程中组织转变的有高温金相显微镜与低温金相显微镜；观察断口形象的有体视显微镜；观察组织同时要测量某相显微硬度的有显微硬度计。金相显微镜结合图像分析软件，可以自动进行金相定量分析。

取样　试样在构件典型部位或要观察的部位切取。垂直于锻轧方向的横截面可以研究金属材料从表层到中心的显微组织形态、晶粒度、表层的氧化层（腐蚀层、脱碳层等）深度；平行于锻轧方向的纵截面可以研究非金属夹杂物的级别、晶粒畸变程度、变形后的组织形貌等。失效分析时，通常在失效样品的破损部位（如爆口、断口等）和附近的正常部位取样。取样时，应避免取样方法对组织的影响（如过热、变形等），可以在切割时采取预防措施（如水冷），火焰切割的试样需完全去除热影响区。

制样　由磨样、抛光、浸蚀和清洗干燥等四道工序组成。

(1) 磨样在砂轮或砂纸盘上进行，把要观察的面磨成平面。磨光的程度应达到抛光的要求。对于镀层与渗层的磨制，需注意磨样时边角处不能产生圆角。

(2) 抛光是把经细磨的平面用抛光方法制成镜面。有机械抛光、化学抛光和电解抛光三种。机械抛光在金相抛光机上进行，根据样品的硬度与要求可选择氧化铝、氧化铬、金刚石研磨膏等。化学抛光是将试样浸入化学抛光的溶液中，通过溶液对表面的不均匀溶解而得到光亮表面，不同的材料和组织应选用不同的化学抛光剂。电解抛光是把试样磨面作为阳极放入电解液中通电抛光，通过电化学的溶解作用使试样平整，对不同的材料和组织有相应的电解液和相应的工艺参数（电压、电流密度、温度等）。

(3) 浸蚀是利用晶界或相界具有较高的表面能，可以被浸蚀剂优先溶解的原理，显露出金相抛光面上组织的特征。常用的有化学浸蚀和电解浸蚀等。化学浸蚀用化学试剂浸蚀金相抛光面，电解浸蚀是以抛光面为阳极在电解液中通电流进行。化学侵蚀的试剂，因材料成分、组织不同而异，如低合金结构钢一般用4%的硝酸酒精溶液，9%～2%Cr的马氏体耐热钢用三氯化铁盐酸水溶液，奥氏体耐热钢和奥氏体不锈钢则用王水。电解浸蚀一般在电解抛光后进行，也可单独进行。

(4) 浸蚀后的样品表面要用清水冲净，再用酒精冲洗、吹干。干燥后的试样磨面即可以进行观察。

复型　又称复型金相。有些构件不允许破坏性取样，可在该部件表面进行制样工序后，用复型材料如醋酸纤维素纸或有机玻璃薄片加相应溶剂在磨面上制取复型，取下复型以供观察。

观察与拍摄　观察时，一般从低倍看起，再针对某些细节放大观察。拍摄即把观察到的组织拍成照片记录下来。拍摄的组织应有代表性并有助于说明要分析的问题。

结果分析　对观察结果，应用金属学理论和火电厂金属监督有关理论，结合被分析构件的制造工艺和运行条件进行分析。如进行了珠光体球化评级和蠕变孔洞大小、数量和分布的分析，结合蠕变测量结果，可以判断材料的老化、蠕变损伤程度，进而预测材料的服役寿命。

guihua rongliang

规划容量　(planned capacity)　按照电力负荷发展需要和火力发电厂建厂所在地具备的条件综合确定的电厂总装机容量。

在选厂初期根据可提供的水源、燃料、灰场、运输、场地、环境保护等主要外部条件，并结合电源点优化配置的要求，电力负荷近期与远景的需要，做出装机容量、台数、机炉型式的不同方案，通过详尽调查研究和科学分析判断，确定电厂总的装机型式与规模，即规划容量。在初步可行性研究阶段，合理确定规划容量和分期建设时机对电厂节省建设

投资具有重要的意义。

当需要供热时，还应结合当地热力需求确定规划供热量来选择电厂的规划容量。

guolu

锅炉 (boiler) 利用燃料燃烧释放的热能或其他热能加热给水（或其他工质）以生产规定参数和品质的蒸汽、热水（或其他工质）的机械设备。用于发电的锅炉称为电站锅炉，也称为蒸汽发生器（steam generator），是火力发电厂的三大主机之一，主要是将化石燃料（煤、石油、天然气等）燃烧释放的热能，通过锅炉受热面传递给工质——给水，把具有一定压力和温度的给水加热到规定压力和温度的过热蒸汽，用于驱动汽轮机。

发展简史 18世纪中叶制造出火管式锅炉，19世纪中叶出现了水管式锅炉。20世纪初，弯水管锅炉取代了水管式锅炉，这是锅炉技术上的重大进展。锅炉开始为多锅筒式，1920年出现了单锅筒、辐射式锅炉，从而奠定了现代锅炉技术发展的基础。锅炉配用汽轮机、发电机始于1903年。配用的锅炉容量仅为508hp（折合380kW），蒸汽压力为1.17MPa，微过热。1920年，美国一家电厂首次燃烧煤粉成功，锅炉燃烧技术取得重大突破，为锅炉容量及参数的提高提供了条件。20世纪30年代，工业发达国家已广泛采用中等参数（压力小于或等于3.92MPa，温度为385～452℃）和容量不超过30MW的辐射式自然循环锅炉；40年代发展了100MW级高温高压（压力小于或等于12.4MPa，温度大于或等于510℃）蒸汽锅炉；50年代，一批超高参数（压力小于或等于14.7MPa，温度为540～570℃）和亚临界参数（压力大于14.7MPa，温度为540～570℃）、容量主要为100～200MW级的电站锅炉陆续投运。1957年，世界上第一台超临界参数125MW机组于美国费洛（Philo）电厂投运，蒸汽参数为31MPa、621/566/538℃，锅炉容量为305t/h。60年代以来，相继发展了300～1300MW机组，采用亚临界压力16.6～18.3MPa和超临界压力24.1～25MPa，蒸汽温度常为538～566℃。1972年，世界上单机容量最大的1300MW超临界参数机组投运。

从锅炉循环方式看，最初采用的水管式锅炉均为自然循环锅炉，20世纪30年代开始应用直流锅炉，40年代开始应用控制循环锅筒锅炉，60年代又出现了复合循环锅炉。1927年，第一台工业用本生型直流锅炉投运，同时还出现了另外两种著名的直流锅炉型式，即瑞士苏尔寿直流锅炉和苏联拉姆辛直流锅炉。本生锅炉的特征是蒸发受热面为上升-下降垂直管屏，苏尔寿锅炉的蒸发受热面为回带管屏且带有汽水分离器，拉姆辛锅炉则为螺旋围绕布管型式。

中国在1949年前没有锅炉制造业，仅1939年在昆明中央机器厂试制成一台配2000kW汽轮发电机组的锅炉。1949年后，相继在上海、东北、西南等地建成三大火电设备制造基地，并拥有武汉、北京等多家锅炉制造厂。1955年自行制造了第一台配6MW火电机组的40t/h链条炉排中压锅炉，并于1956年制成了同功率的35t/h中压煤粉锅炉。1958年制成配12MW机组容量为75t/h和配25MW机组容量为120（130）t/h中压煤粉锅炉，同年还制成配50MW机组容量为230t/h高压双锅筒煤粉锅炉。1960年，第1台配100MW机组、容量为410t/h高压煤粉锅炉试制成功。1969年，第1台配125MW机组容量为400t/h超高压中间再热自然循环燃油锅炉制成投产。1972年，配200MW机组、容量为670t/h超高压自然循环燃煤锅炉投运。1972～1975年，先后有数台配300MW机组1000t/h亚临界压力直流锅炉投运。1985年，配300MW机组、容量为1000t/h亚临界压力自然循环燃煤锅炉顺利投运。1986年9月，采用引进技术制造了第一台配600MW机组、最大连续出力为2008t/h的亚临界压力控制循环锅筒锅炉。自1992年首次引进2台600MW超临界压力燃煤锅炉以来，中国的超（超）临界参数机组制造技术得到迅猛发展。截至2011年底，全国在运600MW及以上电站锅炉447台，总装机容量292.35GW，其中1000MW级超超临界参数锅炉39台，标志着中国电站锅炉技术发展进入国际先进行列。

锅炉分类 锅炉可按照用途、燃料种类、蒸汽参数、循环方式、燃烧方式等分类，其中以按蒸汽参数和循环方式的分类最为常见。

按用途分类 可分为电站锅炉（一般锅炉出口蒸汽压力大于或等于9.8MPa）、工业锅炉（一般锅炉出口蒸汽压力小于或等于2.45MPa），以及船舶锅炉等。

按燃料种类分类 可分为燃煤锅炉、燃油锅炉和燃气锅炉等。

按蒸汽参数分类 可分为低压、中压、高压、超高压、亚临界压力、超临界压力和超超临界压力锅炉等。

按循环方式分类 可分为自然循环锅炉、控制循环锅炉（又称强制循环或辅助循环锅炉，包括复合循环锅炉）和直流锅炉，如图1所示。

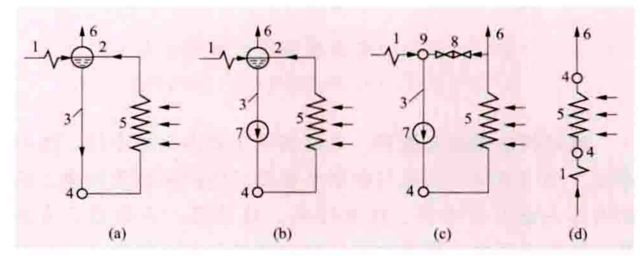


图1 锅炉循环方式

(a) 自然循环锅炉；(b) 控制循环锅炉；
(c) 复合循环锅炉；(d) 直流锅炉
1—省煤器；2—锅筒；3—下降管；4—联箱；5—水冷壁；
6—蒸汽去过热器；7—循环泵；8—阀门；9—混合器

按燃烧方式分类 可分为层式燃烧（火床炉）、悬浮燃烧（煤粉锅炉）、旋风燃烧（旋风炉）和流化床燃烧等锅炉，其中采用悬浮燃烧方式的通常为煤粉锅炉。

对煤粉锅炉，按炉型可分为Π型（two-pass）锅炉、塔式（tower type）锅炉和T型锅炉，如图2所示；按煤粉的燃烧方式可分为切向燃烧（包括直流燃烧器布置在炉膛四角上的角式切圆燃烧、布置在炉膛四面墙上的墙式切圆燃烧、八角切圆燃烧和双切圆燃烧方式），墙式燃烧（除少数300MW机组锅炉采用前墙燃烧方式外，其余基本上都采用前后墙对冲燃烧方式），以及拱式燃烧方式（一般采用W火焰双拱燃烧方式，俗称W火焰锅炉）等，如图3所示；按排渣方式可分为固态排渣和液态排渣锅炉。

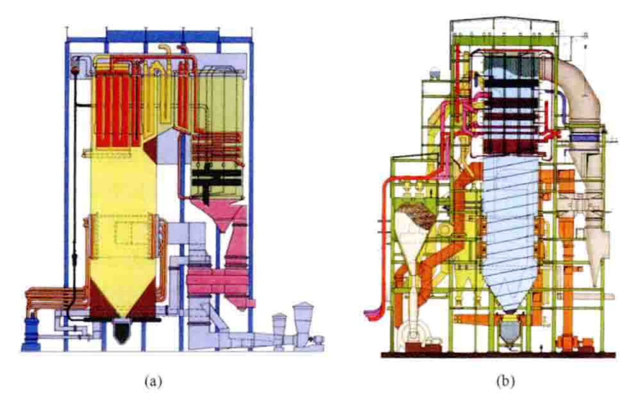


图 2 Ⅱ型锅炉和塔式锅炉示意图

(a) Ⅱ型锅炉；(b) 塔式锅炉

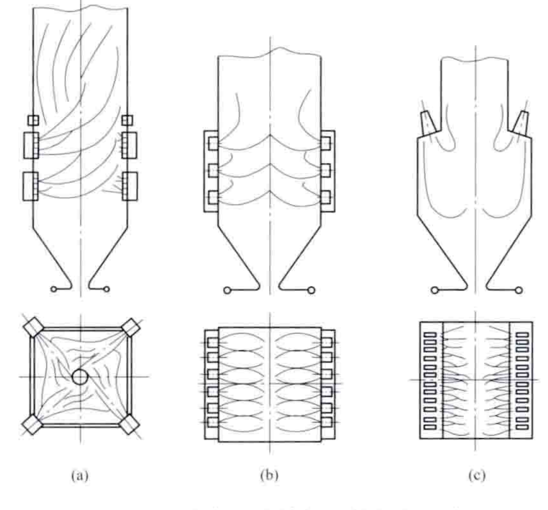


图 3 三种常用的煤粉锅炉燃烧方式

(a) 切向燃烧；(b) 墙式燃烧；(c) 拱式燃烧

电站锅炉组成与流程 电站锅炉主要由锅炉本体、燃料系统、烟风系统、测量与控制系统和其他附属装置构成。锅炉本体主要由水冷壁、燃烧设备、过热器、再热器、省煤器、空气预热器、排渣装置、锅炉构架与炉墙等组成。与直流锅炉相比，自然循环锅炉还布置有锅筒。

原煤由输煤装置从储煤场送到锅炉房煤仓中，再经给煤机送入磨煤机磨制成煤粉，经燃烧器送入炉膛（又称燃烧室）燃烧，产生高温火焰与高温烟气。高温烟气从炉膛出口依次流经过热器、再热器、省煤器等受热面，通过辐射换热和对流换热过程将热能传递到工质给水，使给水转变成过热蒸汽，最终通过汽轮机转换为电能。锅炉烟气经过脱硝装置、空气预热器、除尘器、脱硫装置后，由引风机送往烟囱或通过冷却塔排入大气。

锅炉容量和蒸汽参数 世界各国、各制造厂家对锅炉容量和参数均有不同规定。锅炉蒸汽参数通常指锅炉的蒸汽压力（表压）和温度（过热器及再热器出口处），给水温度（省煤器进口处）。锅炉容量通常用额定蒸发量（BRL）和最大连续蒸发量（BMCR）表示。额定蒸发量是锅炉在额定蒸汽（包括再热器进口蒸汽）参数、额定给水温度、燃用设计燃料并保证效率时所规定的蒸发量。最大连续蒸发量是锅炉在额定蒸汽参数、额定给水温度、使用设计燃料安全连续运行时能达到的最大蒸发量。

20 世纪 80 年代以前，中国电站锅炉以高压锅炉和超高压锅炉为主，锅炉额定蒸发量主要有 220、410t/h（或 420t/h）和 670t/h 三个等级，锅炉主蒸汽温度为 540℃；所配凝汽式汽轮发电机组功率主要有 50、100MW（包括 125MW）和 200MW 三个等级，设置有再热蒸汽系统的超高压锅炉，其再热蒸汽温度与主蒸汽温度相同。20 世纪 80 年代以后，锅炉容量增加了 1025t/h 和 2050t/h 两个主要系列，额定主蒸汽和再热蒸汽温度均为 540℃，所配凝汽式汽轮发电机组功率为 300MW 和 600MW。20 世纪末至今，锅炉容量已发展到 3000t/h 及以上（最大为 4433t/h），所配凝汽式机组功率发展到 1000MW 及以上（最大为 1300MW），锅炉主蒸汽温度提高到 571～605℃。锅炉容量与蒸汽参数以及配套机组容量的关系见下表。

锅炉容量与蒸汽参数及配套机组容量的关系

类别	主蒸汽压力（表压）（MPa）	主蒸汽温度（℃）	再热蒸汽温度（℃）	给水温度（℃）	额定蒸发量或最大连续蒸发量（t/h）	配套机组容量（MW）
中压	2.5，3.8	450		150，170	35，65，75 120，130	6 12 25
高压	9.8	510，540 540		215	220，230 410	50 100
超高压	13.7	540/540 555/555		240	400 670	125 200
亚临界	16.7/17.5	540/540 570/570		260	1025	300
超临界	25.4	543，571	569	283～290	1900，1950，2050	600
超超临界	27.56 28.9	605 605	603 613	298 297	2950～3100 3950 4433	1000 1200 1300

主要性能指标 主要归结为经济性指标和可靠性指标两大类，最常用的有：①锅炉额定蒸发量（BRL）及最大连续蒸发量（BMCR）；②锅炉热效率；③主蒸汽和再热蒸汽参数（温度和压力）；④锅炉过热器、再热器和省煤器的压力降；⑤空气预热器的漏风率；⑥锅炉不投油最低稳燃负荷；⑦可用率及强迫停运率等指标。

锅炉技术流派 国际上主要有三个技术流派，即承袭美国拔柏葛·威尔柯克斯（Babcock and Wilcox，B&W）公司特色、承袭原美国燃烧工程（Combustion Engineering，CE，现隶属阿尔斯通公司）公司特色和承袭美国福斯特·惠勒（Foster Wheeler，FW）公司特色的三大流派，主要技术特点如下：

B&W 锅炉流派 ①主蒸汽压力不高于 17.6MPa 亚临界压力，都采用自然循环锅炉。锅筒内采用立式旋风分离器。②采用前墙、后墙或对冲布置的旋流式燃烧器。③过热汽温和再热汽温多采用烟道挡板或烟气再循环调温，再循环烟气可以自炉膛下部送入，也可从炉膛上部送入。④对于超临界压力，采用欧洲本生式直流锅炉和通用压力（UP）锅炉。

CE 锅炉流派 ①蒸汽压力在 13.7MPa（表压）以下采

用自然循环，亚临界压力采用控制循环锅筒锅炉，锅筒内部采用轴流式汽水分离器。②采用角置切向燃烧摆动直流式燃烧器。③过热汽温采用喷水调节，再热汽温采用摆动式燃烧器加微量喷水调节。④超临界压力采用苏尔寿式直流锅炉和复合循环锅炉。

FW 锅炉流派　①亚临界压力以下采用自然循环，锅筒内部常用水平式分离器。②采用前、后墙或对冲布置旋流式燃烧器。③广泛采用辐射过热器，甚至炉膛内设置全高的墙式过热器或双面曝光的过热器隔墙，用烟气挡板调温。④超临界压力采用 FW-本生式直流锅炉。

发展趋势　不断提高火电机组的单机容量与蒸汽参数一直是提高机组热效率和节约化石能源资源的有效途径。目前，中国燃煤电厂锅炉容量已发展到 3000t/h 及以上，锅炉主蒸汽压力达到 27.56MPa 及以上，锅炉主蒸汽和再热蒸汽温度达到 605℃/603℃，配套 1000MW 级超超临界压力机组，同时配套建设先进的低氮燃烧与烟气脱硝、烟气除尘及脱硫装置。600℃等级二次再热超超临界压力锅炉即将投入商业运行。燃煤电站锅炉技术的主要发展方向之一是采用新型耐热钢和镍基高温合金材料、700℃等级主蒸汽参数、发电效率大于 50%的先进超超临界压力锅炉机组。

guolu anzhuang

锅炉安装

（boiler erection）　将锅炉本体的零部件在现场安装成整体，安装完成后，锅炉能够在额定参数下安全、稳定运行，各项技术指标达到要求，热膨胀正常，汽、水、烟、风、油、煤、灰系统没有泄漏。锅炉安装主要包括锅炉构架安装、锅筒吊装、受热面安装、燃烧器安装、空气预热器安装、烟风道安装、锅炉水压试验、炉墙保温施工等。流化床锅炉、余热锅炉的安装和常规锅炉有一定差异。

安装方案　锅炉体积庞大，安装工程量大，施工方案与施工总平面布置和大型起重机械的选用密切相关，在电厂施工准备阶段就应确定。因锅炉容量、结构及燃烧方式不同，锅炉安装方案可归纳为现场组合吊装和单件吊装两类。

组合吊装　制造厂供应的单件，先在地面组合场进行组合，再起吊安装组合件。组合吊装方式高空作业少，制造厂提供扩大组合件（模夹式）时，可直接起吊安装。吊装一般采用起重力矩大的臂架型起重机，有时需要多台起重机械配合起吊。一般在锅炉房扩建端设置组合场，组合场配备门式起重机 1～2 台。组件可用低驾驶室平板载重汽车（见运输车辆）运到起重机的起吊范围内。

单件吊装　把制造厂供应的钢构架单件和不带联箱的单片排管直接起吊就位安装。单件吊装方式不需要组合场地，不使用起重力矩大的臂架型起重机。选用的机具和起吊方式常有两种：①用履带起重机起吊钢构架，用炉顶起重机起吊受热面。②用附着自升式塔机吊装（见图 1）。附着自升式塔机安装在锅炉构架旁边，起吊高，覆盖面大，安装时间短，用以吊装钢架、受热面及其他部件。

锅炉构架安装　大中型锅炉多为悬吊结构，受热面悬挂于构架横梁下。锅炉构架主要采用钢结构，钢构架安装包括构件检查校直、吊装找正和大板梁吊装等工序。

检查校直　制造厂供应的构架零部件在运到现场时，要进行清点、检查，分类堆放。组合或安装前对弯曲变形的部件进行校直。

吊装找正　立柱与横梁可组合成片或单根吊装，吊装时以钢丝绳或硬支撑临时固定，找正后用焊接或高强度螺栓连接。测量立柱间的距离和对角线尺寸应符合规定，立柱垂直线找正，使用经纬仪从两个方向测量。由于日照面与背阴面钢材膨胀不同，会影响垂直度的变化，因此找正验收常在早、晚或阴天进行。每一层安装完毕后均按规定尺寸进行找正。吊装完毕后炉顶中心应与地面中心重合，误差应符合制造厂规定。构架在适当位置留出开口，供受热面进入。

图 1　用自升式起重机和炉顶吊安装 2000t/h 锅炉

大板梁吊装　炉顶大梁质量大，吊装位置高，常采取特殊方法吊装：①两台起重机抬吊。②镶嵌在立柱之间用连接板与立柱连接的大梁可用两副调幅扒杆或固定架，装在大梁两端的构架上，用卷扬机或液压提升装置将大梁提升到位。

锅筒吊装　锅筒质量较大，通常都超过起重机的能力，需用特殊的措施起吊（见图 2）。可用两台卷扬机牵引挂在大梁上的滑车组起吊，也可用液压提升装置提升。起吊前先校核锅筒自身的纵横中心线，核对吊环位置及吊环与锅筒的接触情况。起吊时把锅筒运到安装位置正下方然后提升，提升到位后进行吊环连接和找正固定。



图 2　吊装锅筒

受热面安装　包括水冷壁、过热器、再热器、省煤器和空气预热器的密集排管和联箱安装。排管由碳素钢及耐热合金钢小口径无缝钢管组成。大型锅炉安装焊口多达数万个，

安装时要注意材质正确，热胀自由，管内清洁，位置正确，焊口、焊缝严密，结构牢固。受热面安装包括组合、吊装、找正固定及炉水循环泵安装等工序。

组合　组合架应找正、找平、尺寸正确，并能承受组合件的重量，以保证组合件尺寸正确。组合件的布置应根据吊装顺序进行安排。制造厂按组件或模块供应的受热面一般不需组合即可直接吊装。

(1) 组合前对单件进行质量复查。设备表面应无碰伤、压扁、裂纹、砂眼等缺陷，焊缝外观良好，联箱的内部应清理。

(2) 水冷壁和包墙管过热器组合。把单片管排放到组合架上拼接对口，按设计调整水平、位置和对角线尺寸。焊接采用氩弧焊工艺，减小热应力和收缩量。焊接结束后进行校平并复核外形尺寸，以及通球及封口。排管组合后根据需要进行刚性梁和铁件安装，保证滑动面膨胀自由。需要在地面进行预保温的组件应在保温前进行水压试验。

部分超（超）临界压力锅炉采用螺旋管圈水冷壁，管排到货后应严格复查管排倾角、管口端部平面角度等尺寸（管口端部平面与管排端线夹角等于螺旋角），发现制造加工尺寸偏差或运输引起的设备变形偏差应及时修正。由于螺旋管管排带折角，原则上不在地面上进行大片组合，应根据锅炉厂供货形式和利于吊装的原则，进行适当的小片组合，组合时严格按设计要求控制组件尺寸。

(3) 蛇形管排组合。包括屏式过热器、对流过热器、再热器和省煤器。可分为水平排列和垂直排列，一般先把联箱放到组合架找平找正，再以联箱为基准，把管排逐片上架对口焊接。焊接前进行一次通球试验，通一排焊一排。组合后从联箱开始再做两次通球试验，以保证管内无异物。

吊装　在构架安装完成并验收合格后开始受热面吊装。

(1) 起吊。受热面在起吊就位时是竖立的。因为在竖直过程中，组件受到的弯矩最大，会发生变形，所以应对组合件采取加固措施或多台吊机配合翻身吊装。单片起吊应选择好吊点，使受弯矩影响产生的变形在弹性变形范围之内，竖直后能恢复原状。受热面吊装时力求一次就位，如炉顶钢梁已装好，有时也采用空中接钩的办法，越过横梁继续吊装。

(2) 吊装顺序。吊装顺序应保证吊装安全，有利于钢架承载后的稳定性，使换钩次数最少。大型锅炉膜式水冷壁分上、下段吊装的，应在上段找正固定，并与刚性梁连接完毕后，再吊装下段，以保证炉膛尺寸正确。

(3) 螺旋管圈水冷壁安装。炉膛下辐射区采用螺旋盘绕上升的管圈，吊装应在上部垂直管屏和中间过渡联箱安装找正结束后进行。安装时注意严格按图纸控制角部端线、燃烧器孔门等定位尺寸，各管排的累积误差在安装时用修割拼缝和嵌扁钢的方法进行小幅调整，在焊口、鳍片焊接中应注意防止焊接变形，对口焊接工作使用特制的悬吊脚手架进行。

(4) W型火焰炉炉底灰斗安装。要校核钢结构的设计承载能力，如设计时没有考虑灰斗的重量，安装灰斗前应先安装好前后灰斗支撑结构。

找正固定　直流炉的受热面找正以大梁的纵横中心线为平面基准，锅筒炉则以锅筒为基准。锅筒要以大梁中心线为基准先行找正，立面标高以立柱上的标高划线为准。找正时先找正炉膛，再找正尾部烟井。悬吊结构锅炉应先保证上部的准确性，再找正中部和下部。对每一部件先找正联箱的位置、标高和水平并予以固定，再找正排管部分。在永久支吊架安装完毕后，割除临时支吊架。因炉顶大梁的挠度将随荷重的增加而增加，所以将早期吊起组件的标高调整为比设计值偏高5～10mm，待全部组件吊完后再做整体二次找正。最后进行炉膛及烟井四周管屏的拼缝工作。

炉水循环泵安装　①循环泵的所有设备到达工地后应储藏于室内（保持原有包装），如环境温度低于－6℃应考虑采取保暖措施。安装前不得放掉电动机体和电动机冷却器内的防冻防锈液。②泵壳体的进口接管与循环泵的入口管道相连，出口接管与循环泵的出口管道相连。泵壳体一起参加安装后的锅炉整体水压试验。③泵的电动机体吊装应在现场条件满足说明书的规定后进行，并按说明书规定做好各项原始测定记录。④循环泵冷却水管道与泵连接前应进行彻底清洗，确保管道内无固态物质。⑤泵的保温只用于泵壳，不能对电动机壳、主法兰螺栓和螺母进行保温。⑥接至电动机的电缆应易弯、有柔性，在接线盒外形成圈，能承受锅炉管道热膨胀造成的泵体位移。⑦泵电动机及高压冷却管路安装好后应充水保养，充水水质应符合要求。

燃烧器安装　通常采用的燃烧器有*直流式煤粉燃烧器*和*旋流式煤粉燃烧器*两种。

直流式煤粉燃烧器布置在炉膛的四角，从四角喷射的燃料在炉膛中心形成一个旋转燃烧的圆形火焰。安装工作在水冷壁找正固定后进行。在炉膛中心搭设一个模拟中心切圆的台架，从燃烧器孔口拉钢丝至切圆体切线。以钢丝为基准，找正固定燃烧器的框板，再调整燃烧器位置，在框板上固定。

旋流式煤粉燃烧器固定在大风箱上，安装在炉膛的前墙和后墙。为避免炉内气流偏斜，相邻燃烧器的气流旋转方向应相反，在大风箱上组装燃烧器时，应排好旋转方向不同的燃烧器的位置。在吊装水冷壁前应先行吊入大风箱，在水冷壁安装结束后就位安装。

回转式空气预热器安装　*回转式空气预热器*使用较多的是转子回转式。转子回转式空气预热器主要由上横梁、下横梁、转子、外壳和动静部件之间的密封装置等组成，直径约为10m，重量可达数百吨。因为起重机能力限制，大型锅炉的空气预热器通常采用单件安装，中小锅炉如使用大型起重机，可组合起吊安装。安装要求转动平稳、密封好、漏风小。

单件安装　先吊装承受总重量的下横梁，找正后与锅炉构架固定，然后安装轴承、主轴和拼装转子，再安装上横梁、外壳和传热元件。找正应注意主轴的垂直度，以及转子和外壳的椭圆度、垂直度和对主轴的同心度，使外壳与转子间各部分间隙均匀，防止漏风。安装外壳时留出一个开口，以便在转子的扇形仓格内安装传热元件。安装传热元件时盘动转子，从开口位置装完一个仓格再装另一仓格。最后安装密封装置。

组合起吊　在地面上组合外壳和转子，起吊就位要和锅炉构架交叉进行。因组合件的刚度较差，起吊前需要进行加固。起吊顺序是在下横梁就位后，依次起吊外壳、转子，再安装传热元件。

烟、风、煤粉管道安装　该类管道多为薄壁、大截面的圆形或矩形管道，用薄钢板焊接而成，有伸缩节、风门和挡

板等附件。附件和中小截面管道在工厂加工制作。大截面管道因运输不便，通常在现场制作。因管道刚性差，吊装时应选好起吊位置，焊好吊耳，必要时应进行加固。安装要求焊缝、法兰处无泄漏，风门挡板操作灵活。

锅炉水压试验 为检查锅炉受热面的严密性和强度，在受热面和本体管道安装完毕后，进行整体水压试验。试验范围包括从给水进口到锅炉蒸汽出口水压试验堵阀（或堵板）的所有汽水管道和阀门，中间再热锅炉还包括二次汽系统。一、二次系统分别做水压试验。试验压力和水温按照制造厂规定。水压试验使用除盐水，为防止设备腐蚀，进水过程中应加入适量的氨或联铵。在水压试验前先做一次气压预试验，气压控制在 0.3～0.5MPa，待气压预试验无泄漏后再做水压试验。

水压试验进水前开启放空气阀，关闭所有疏放水阀和本体管路的二次阀，向锅炉进水，当放空气阀溢水后关闭放空气阀。检查无泄漏后起动升压泵升压。升压至试验压力的 10%时，进行一次全面检查，如未发现泄漏，可继续升压至工作压力，检查有无漏水和异常现象；然后继续升压至试验压力，保持 20min 后降至工作压力进行全面检查，检查期间压力应保持不变。检查中若无破裂、变形及漏水现象，则认为水压试验合格。

炉墙保温施工 水压试验合格后进行。见保温施工。

流化床锅炉安装 安装工作的主要内容、方法和要求基本与一般的锅炉相同，主要特点是：①布风装置的安装质量是稳定燃烧与安全运行的关键之一，因此，对床面的平整状况、布孔均匀性、风帽或密孔板的垂直度等应严格按设计要求施工。另外，为防止风帽或密孔板上小孔在施工过程中被杂物堵塞，应先用胶布将小孔封闭，待板上耐火保护层及炉膛内和炉膛出口烟道等处的耐火防磨浇注料敷设完毕且固化，炉膛内部清理工作结束后，再行拆除并逐只清理检查畅通。②敷设炉膛出口烟道、分离器入口及筒体和回料装置内壁的耐火防磨浇注料，应遵照制造厂的配方和工艺步骤进行，并严格检查膨胀伸缩缝的处理质量。

余热锅炉安装 余热锅炉是燃气-蒸汽联合循环的配套设备。余热锅炉安装工作的主要内容、方法与燃煤锅炉存在较大差异，主要特点是：①锅炉进口烟道纵横中心线及标高与燃气轮机排气口纵横中心线及标高一致。②受热面通常在制造厂内组合完成，现场只需要进行吊装和就位安装。③没有风、煤等系统。④炉墙保温层内外金属板采用全密封焊接，防止烟气渗漏。⑤对锅炉本体及进出口烟道应进行整体气密性试验，试验压力及允许泄漏量应符合制造厂标准。

锅炉安装技术的发展趋势 安装工作的基本要求是减少现场工程量，减少高空作业，提高安装质量。安装方法与制造厂供货状态密切相关。20 世纪 90 年代以来，锅炉安装大量使用附着自升式塔机及液压提升装置等新型起重机械作为起重机具，改进吊装方法和扩大组合件，提高设备工厂化的程度，即制造厂提供装配完好的大型组件。这是锅炉安装技术的发展方向。

guolu baoguan

锅炉爆管 (boiler tube explosion)

锅炉各金属受热面的管子在运行中损伤失效而爆漏的现象。锅炉受热面主要是水冷壁管、过热器管、再热器管和省煤器管，常合称为四管。由于它们承受高温、高压，一旦爆漏即会迫使锅炉非计划停运，每次修复时间较长，直接和间接损失都很大。锅炉爆管是锅炉常发事故，防止或减少爆管是火力发电厂防范故障停机的主要内容之一。

爆管原因　主要有：①锅炉在制造、安装时选材不当，错用钢材，管材有缺陷，管内有杂物未清除，或焊接质量不佳等，由此而引起的爆管事故常表现在设备投产初期。另外，在运行维护检修中也会出现类似问题，应予注意。②结构设计不当，如管子膨胀受阻，相互碰磨或振动，使其承受交变应力，产生机械疲劳损坏。③运行失控使管子壁温超过钢材允许的温度而过热损坏，如炉膛火焰偏斜，炉内结渣，热负荷偏差大，管屏、管子之间热力偏差、水力偏差大，受热不均匀，调温手段不完备，水循环破坏或严重缺水使管子过热，炉膛出口烟温过高或形成烟气走廊，使过热器、再热器长时超温等。④烟气流中的灰粒或吹灰气流直接冲刷受热面而引起磨损，其中以省煤器管被磨损最突出。⑤汽水品质不合标准，使管内壁结垢、腐蚀，并伴生应力腐蚀裂纹、氢损伤，苛性坑蚀和氧化腐蚀等。⑥燃用含有较高硫、钠、钒、氯成分的燃料以及管壁金属温度过高，在热负荷集中区域易发生向火侧的高温腐蚀，以水冷壁管最突出（见图）。⑦炉膛结渣，大渣块跌落将冷灰斗管子砸坏。⑧管材石墨化等。


水冷壁过热爆管

防止措施　①应从结构设计、制造及安装工艺着手，保证质量，尽可能避免因结构不当和所选用的炉型、燃烧方式与使用燃料不符而带来的各种问题；②使用的管材应符合设计要求并经判别和检验合格，在高压下工作的爆缝应通过百分之百无损检测；③在调试过程中应认真执行分部验收、通球试验、水压试验、煮炉清洗及吹管等工作；④在运行中应保持良好的炉内空气动力场，使炉内温度及热负荷均匀，火焰不冲刷炉壁，并通过对燃烧器的各种可调手段（挡板、摆角等）维持合理的风速、风量比，使炉膛出口烟温在规定范围内；⑤严格执行汽水品质监督，保证在起动及运行中汽、水品质合格；⑥停用锅炉应予防腐，同时应加强预防性检查（包括对管子的外壁检查和割管检查），发现有管内结垢、外壁磨损减薄、腐蚀、胀粗、氧化、石墨化、裂纹和机械性能降低并超过或低于规定要求时，应即时处理或换管。

guolu bujishui chuli

锅炉补给水处理 (boiler make-up water treatment)

对火电厂水汽循环系统的补水进行净化处理的技术。在水汽循环过程中，需要向系统补充纯水以弥补各种形式的水汽损失。凝汽式电厂的锅炉补水率较低，为外部用户供热的热电厂的补水率较高。

锅炉补给水的水源大多为淡水，包括地表水和地下水。20世纪80年代以来，由于水资源短缺，海水和处理过的市政污水（混有工厂废水）成为新增的两种水源，应用规模日益扩大。无论采用上述哪种水源，由于都含有各类杂质，在进入热力系统前，必须进行水处理。

锅炉补给水处理工艺的选择与锅炉参数、原水水质等因素有关。高参数机组的锅炉补给水，几乎都采用各种组合的除盐工艺，制备成高纯水。以前的中、低压锅炉使用软化水，现在中压以上的锅炉都是用除盐水（高纯度水）。典型的锅炉补给水处理系统包括预处理和除盐等两部分。预处理的目的是除去水中的悬浮物和有机物等对后续除盐处理系统有害的杂质，除盐处理系统则是用来去除水中的溶解离子及其他杂质。

传统的除盐处理系统采用多级离子交换除盐技术，一级除盐设备包括阳离子交换器（阳床）、除碳器（除二氧化碳）、阴离子交换器（阴床），二级除盐设备通常就是混合离子交换器（混床）。对于高含盐量水，在反渗透技术大规模应用之前，采用弱型离子交换树脂与强型离子交换树脂联合应用工艺；该工艺系统非常复杂，需要多台离子交换器串联。自20世纪90年代以来，反渗透预脱盐技术取得了很大的进步，新建项目大多采用反渗透脱盐系统，完全取代了以前的弱型离子交换，甚至一级离子交换除盐系统，使脱盐系统大大简化，同时也减少了离子交换再生废水的量。2000年以后，电除盐技术逐渐大规模应用。通过完善的预处理、前级除盐系统设计，可以用电除盐装置取代原来的混床。全膜处理系统就是指以超过滤、反渗透、电除盐为核心的水处理系统，该系统大幅度消减了酸碱的消耗和酸碱废水的产生量，是水处理技术具有标志性的跨越。

对常用的锅炉补给水水处理方式出水的质量要求如下表所示。

锅炉补给水质量标准（GB 12145—2008）

锅炉蒸汽压力（MPa）	二氧化硅（μg/L）	除盐水箱进水电导率（25℃，μS/cm）	除盐水箱出水电导率（25℃，μS/cm）	TOC（μg/L）
5.9～12.6		≤0.2	≤0.4	
12.7～18.3	≤20	≤0.2		≤400
>18.3	≤10	≤0.15		≤200

其中，TOC为必要时监测指标。

参考书目

周柏青，陈志和．热力发电厂水处理．4版．北京：中国电力出版社，2009．

guolu bujishui chuli xitong sheji

锅炉补给水处理系统设计 （design of boiler make-up water treatment system） 包括锅炉补给水处理系统的选择、水处理设备的选择、设备的布置及管路设计、安装和土建设计。

锅炉补给水处理系统设计应根据原水水质、机组参数（由此确定给水及锅炉水的质量标准）、补给水率、排污率、设备和药品的供应条件及环境保护等因素，经技术经济比较后确定。与此同时，还要考虑与锅内装置和过热蒸汽减温方式相适应。电厂锅炉补给水处理的设计，参照《大中型火力发电厂设计规范》相关条款进行。

guolu duanshui

锅炉断水 （boiler loss feed-water） 运行中的锅炉因给水中断引起的事故。给水中断不能立即恢复时，锅炉会由于参数或控制指标超限而被迫停止运行。如果保护失灵或处理不当，会造成锅炉受热面大面积超温损坏。

断水原因　主要有：①给水泵全停，备用泵未及时起动；②高压加热器出口或入口截止阀突然关闭，旁路阀未开启；③给水调节阀突然关闭；④给水自动调节装置失灵，采取措施不当；⑤给水泵转数控制失灵使转数过低；⑥给水管道爆破。

事故处理原则　锅筒锅炉出现断水后应立即采取措施恢复上水，上水成功应加大给水流量，恢复至锅筒正常水位，同时应降低锅炉燃料量，保持汽温、汽压稳定，上水不成功应立即停运；直流锅炉出现断水后应立即采取措施恢复上水，同时应快速降低锅炉热负荷，防止受热面发生大面积超温，如短时无法恢复上水则应立即停运锅炉。锅炉断水后应查明原因后确定是否恢复锅炉运行，恢复锅炉运行时应缓慢上水，避免水冷壁、锅筒（汽包）、汽水分离器等产生较大的热应力。

guolu duiliu shouremian

锅炉对流受热面 （boiler convective heating surface） 布置在锅炉对流烟道中，主要以对流换热方式接受烟气热量并传递给工质的受热部件。包括对流管束、防渣管束、过热器和再热器的对流部分、省煤器及空气预热器。布置在炉膛出口的半辐射式过热器（后屏）通常也包括在内。

对流管束用于小容量锅炉，作为蒸发受热面。防渣管束是锅炉蒸发受热面的一部分，由后水冷壁管在炉膛出口烟窗处将管距拉大而成。

对流过热器用于产生过热蒸汽的各种锅炉中。随着蒸汽参数的提高，锅炉中用于蒸汽过热的热量不断增加，使得过热器的受热面积大幅度增加。为了提高电厂热力循环的效率，蒸汽的初参数不断提高，但蒸汽温度的继续提高受到现有过热器钢材和锅炉成本的限制，因而采用了中间再热（见再热循环），通过再热器把汽轮机高压缸（或中压缸）的排汽送回锅炉中重新加热到规定的温度，再送到汽轮机做功。

为了降低排烟温度，提高锅炉热效率，在锅炉尾部加装省煤器和空气预热器。空气预热器用来提高供燃烧用空气的温度，以改善燃烧和提高锅炉效率。

对对流受热面的共同要求是：安全可靠、强化传热、节省金属（特别是合金钢）、减少流动阻力、减少热偏差、减轻管子磨损、防止高、低温腐蚀和管子振动等。

参考书目

周强泰．锅炉原理．2版．北京：中国电力出版社，2009．

guolu feisheji gongkuang yunxing

锅炉非设计工况运行 （operation of boiler at undesigned conditions） 锅炉在受热面沾污、燃料性质、给水温度和过量空气系数等偏离设计数据下运行。实际生产过

程中，锅炉经常处于非设计工况下运行。由于上述运行条件的变化，锅炉各部分吸热量、烟气和工质温度、传热情况、减温水量、燃料量，以及锅炉效率（各项损失）均会发生相应变化。

燃料性质变化 包括灰分和灰熔融特性、细度、水分、发热量、挥发分变化。

燃料灰分变化 灰分增大使火焰传播速度减慢，着火推迟，燃烧温度下降，燃烧稳定性变差，对炉内燃烧不利，增加不完全燃烧热损失；单位燃料量中可燃物质含量减少，为保持蒸发量不变，必须增加燃料量，增加制粉系统负荷；灰分增大加剧受热面的磨损，灰成分和灰熔融特性的变化可导致锅炉受热面结渣。

燃料细度变化 煤粉过粗，造成燃烧不稳定，在炉膛内燃烧不尽，增加了不完全燃烧损失；煤粉过细，则会增加制粉系统的制粉单位电耗，影响经济性。

燃料水分变化 水分增加影响燃料的着火和燃烧稳定；理论燃烧温度和炉膛出口烟温降低，辐射传热量减少，对流传热量增大，辐射传热与对流传热的比例发生变化；锅炉排烟热损失和不完全燃烧热损失增大，锅炉效率降低；加剧尾部受热面的低温腐蚀和堵灰；此外还对制粉系统干燥出力产生不利影响。

燃料发热量变化 主要由燃料中水分和灰分的变化所致，其对锅炉运行的影响与燃料灰分、水分变动基本相同。发热量高的燃料对应的含碳量高，燃料硬度较大，制粉系统出力相应增加。

挥发分变化 主要对煤粉着火和燃烧产生影响。挥发分越高，越容易着火，燃烧越稳定、完全，火焰中心位置适中。挥发分过高，可能造成燃烧器烧损或周围结渣、制粉系统爆燃的不安全事件。

给水温度变化 给水温度降低，欲维持锅炉蒸发量不变，必须增加燃料量，导致空气量相应增加，导致锅炉排烟热损失增加。若因高压加热器故障引起，汽轮机抽汽会减少，导致整个机组经济性下降。

过量空气系数变化 炉内过量空气系数增大时，烟气量增多，排烟温度升高，排烟热损失增大；炉内单位辐射传热量减小，单位对流传热量增大。炉内过量空气系数减小时，不完全燃烧热损失增加，由于欠氧会导致锅炉燃烧不稳定。

guolu fujian

锅炉附件

(boiler accessories) 通常包括安全附件、吹灰装置和汽水管道阀门等，是锅炉主体设备上不可缺少的配带装置。它们与锅炉的安全、经济运行密切相关。

安全附件主要包括安全阀、压力表、水位表、温度检测仪表。中国及工业发达国家的锅炉安全监察法规，对锅炉安全附件的选择与使用，均有严格规定。安全阀和压力表是锅炉防止超压的保护和监督附件。对安全阀的总排放能力、台数、装设位置、始起压力、排放管道，以及安全阀的型式；对压力表的精度等级、表盘尺寸、量程，以及结构型式，法规均有明确要求。水位表是指示和监督锅炉水位的附件，大型锅炉除设有可见式水位表外，还配有工业电视。对水位表的装设只数、位置以及水位表的结构，也均有明确要求。温度测量仪表用来测量和监督介质和金属温度。

吹灰装置供清除锅炉受热面灰渣之用。它能改善锅炉受热面的换热条件，从而提高锅炉效率，对保证锅炉出力和控制过热蒸汽温度均有重要作用。应根据锅炉各受热面的型式与位置，选择与布置不同的吹灰装置。

锅炉的汽、水管道上设置了各种阀门，用于实现汽、水流动的起停或调节功能。锅炉给水调节是由给水系或给水操作台来实现的。给水操作台由一些调节阀和关闭阀组成。根据锅炉运行方式、给水方式（定压或变压）、给水泵型式（定速或变速），选择调节阀和给水操作台的系统。对于定速泵系统，为了满足起动和负荷调节需要，多采用主管道和起动旁路管道并联的给水操作台，起动管道内采用能承受高压差的特殊调节阀。锅炉减温水调节是由减温水管道阀门来实现的。减温水管道调节阀的选择应满足喷水量的要求，同时应保证需要的调节特性和可调比。为解决直流锅炉起动和低负荷运行而设置了起动系统，该系统中有分离器进口调节阀、过热器进口调节阀等，常受到高压汽水混合物的冲蚀，现在多数采用低噪声的多级节流笼子结构或迷宫结构。

锅炉锅筒和蒸汽出口联箱上，集中设置了锅炉安全附件和阀门。主要有水位表、安全阀、对空排汽阀、疏水阀和压力表等，大型锅炉上还在过热器出口处配有动力控制泄压阀（PCV）。对各种阀门的要求是调节性好，可靠、灵活，长时间使用保持严密不漏。

guolugang

锅炉钢

(boiler steel) 锅炉承压构件用钢的总称，是按用途分类名称。可细分为与火焰或烟气直接接触的锅炉受热面的锅炉管用钢和不与火焰或烟气直接接触的汽水管道、联箱等钢管以及锅筒用钢板两类。锅炉承压构件是锅炉关键构件，其工作条件除承受高的内压和介质的腐蚀和冲蚀外，锅炉受热面管子尚需承受外部火焰或烟气的冲蚀、磨损和有害气体的腐蚀等。对锅炉管子和锅炉钢板材料除应有的各自的特殊要求外，尚应满足如下的共性要求：①在工作温度下应有足够的强度、合理的强韧性配合及组织稳定性，可使构件的壁厚不致太大以易于加工并不致显著地影响传热效果，从钢材性能上保证长期安全运行。②良好的冷、热加工性能，特别是良好的焊接性能。③高压锅炉钢应是优质钢或特殊质量钢，为电炉或纯氧顶吹转炉冶炼镇静钢，在冶炼时除用优质原料外一般要求加以炉外精炼和真空脱气等工艺，以使有害杂质如硫、磷、锡、锑、砷等及气体含量降到最低程度，使钢纯净化，避免脆性断裂事故发生。④良好的低倍组织及表面质量。前者不允许有白点、肉眼可见的夹杂和分层等缺陷，后者则不允许在内外表面上有诸如裂纹、重皮、折叠、结疤和离层等缺陷。⑤良好的导热性。对受热面管子则会有较好的传热效果，对厚壁构件则会有更快的温度均匀。

锅炉钢按化学成分，可分为碳素钢及合金钢两类。为兼顾强度和焊接性能，碳素钢多为含碳量 0.15%～0.25%的低碳钢，最高不超过 0.35%；对合金钢来说，为兼顾高温下强度、抗氧化和焊接性能，钢中含碳量不超过 0.25%，并随着工作温度的提高，增加提高高温强度和抗氧化性能的元素含量及元素数量，为此就有低合金钢、中合金钢及高合

金钢的分类以与其使用温度相适应。

guolu goujia

锅炉构架 (boiler structure) 用以支承和固定锅炉的各个部件，并维持它们之间的相对位置的空间结构。除了支承锅炉本体外，构架还要承受风荷载、雪荷载、地震作用和各种管道、运转层及炉顶结构的部分荷载。

锅炉构架的布置形式根据锅炉的特点和外界条件而定。按锅炉构架受载方式可分为支承式和悬吊式；按锅炉构架使用的材料可分为全钢结构和钢筋混凝土结构；按锅炉构架本身的结构特点可分为框架式和桁架式；按锅炉构架与锅炉房的关系可分为独立式和联合式。此外还有露天锅炉和设于防震地区的特殊锅炉构架。

支承式锅炉构架 常用于设有重型炉墙或轻型炉墙的中小容量锅炉。其特点是锅炉本体部件的绝大部分荷载分散支承在构架上，悬挂部分很少。

支承式构架柱的布置应尽量靠近炉墙外壁，以使护板能直接放在梁上，使部分锅炉本体荷载通过护板再传至柱和梁上。支承式构架常采用框架结构，利用护板来承受水平荷载。梁的布置应根据锅炉的要求（如燃烧器所需的空间和其他部件需要支承和固定的位置），同时需考虑护板的强度、刚度和稳定性所允许的高度。炉顶梁格承受荷载不大，梁较矮小，常采用护板结构来保证其整体稳定，增加其刚度，同时作为炉顶检修平台使用。

悬吊式锅炉构架 常用于具有敷管炉墙的大中容量锅炉。其特点是锅炉本体主要部件通过吊杆悬吊在炉顶梁格上，但尾部受热面如空气预热器、下级省煤器等仍支承在尾部构架上。

悬吊式锅炉构架包括柱、梁（垂直和水平支撑）和炉顶梁格两大部分，它们是主要的受力构件。炉顶梁格由梁和支撑系统组成（见图1）。主梁直接搁置在柱顶上，将荷载传至基础。把荷载传给主梁的梁称为次梁，小梁则支承在次梁上。为了增加炉顶梁格的整体刚度，保证主梁整体稳定和防止主梁在支座处扭转，设置有平面支撑、侧向支撑和端部支撑。炉顶梁格的布置形式有横向布置和纵向布置两种。主梁沿炉宽方向布置称为横向布置，沿炉深方向布置称为纵向布置。

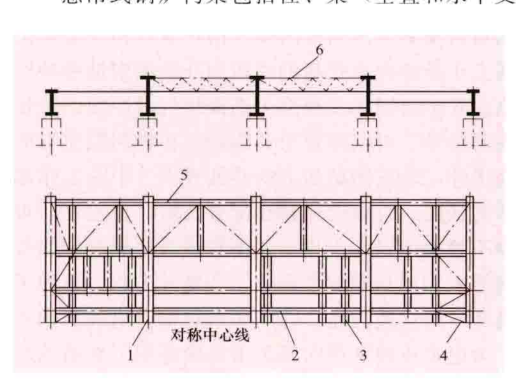


图1 炉顶梁格（横向布置）
1—主梁；2—次梁；3—小梁；4—平面支撑；5—端部支撑；6—侧向支撑

全钢锅炉构架和钢筋混凝土锅炉构架 室内布置的锅炉一般采用全钢构架。全钢构架的耗钢量占整台锅炉金属总质量的三分之一左右。构件的节点采用焊接或高强度螺栓连接。现代大容量锅炉钢构架多采用高强度螺栓连接方式，该方式具有施工方便、工期短、安装质量易保证等优点。露天布置的悬吊式锅炉常采用钢筋混凝土构架，该构架能节省钢材，减少抗腐蚀维护费用，但施工周期较长。钢管混凝土构架是介于全钢和钢筋混凝土之间的新式结构，应用还不广泛。

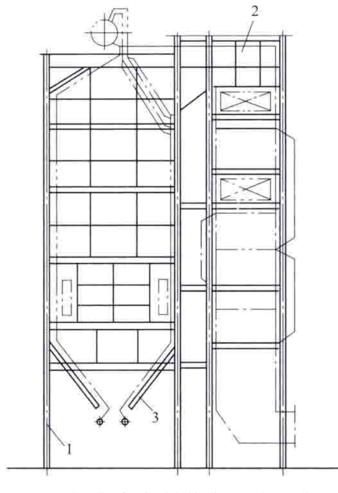


图2 框架式锅炉构架（支承式）
1—锅炉构架；2—护板；3—冷灰斗外壳

框架式锅炉构架和桁架式锅炉构架 框架式构架是由柱和梁刚性连接成的空间结构。该结构本身抵抗水平力的能力较差，侧向位移大。但对于轻型炉墙锅炉，都设有金属框架护板，柱和梁与护板共同组成一个钢盘结构，因此整个构架刚度大，具有较好的抵抗水平力的能力（见图2）。

桁架式构架由多片平面桁架组成。该结构金属耗量低，整体刚度大，水平位移小，有利于抵抗水平力。承受风荷载和地震作用的锅炉构架常用该结构（见图3）。

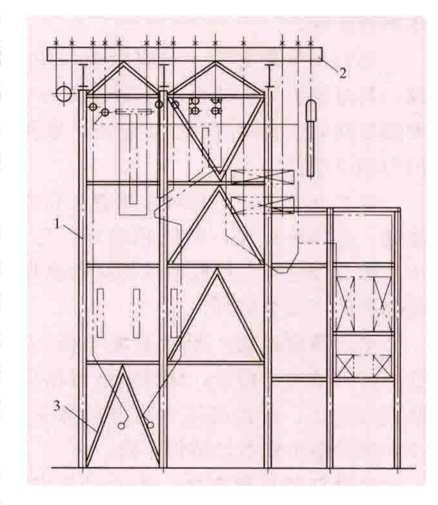


图3 桁架式锅炉构架（悬吊式）
1—柱；2—炉顶梁格；3—垂直支撑

独立式锅炉构架和联合式锅炉构架 独立式锅炉构架与锅炉房结构之间，除运转层梁采用可滑动支座与构架柱连接外，各自是完全独立的受力体系。该结构应用较广泛。

联合式构架与锅炉房结构之间有一定的联系，如炉顶梁格直接放置在锅炉房结构上，或锅炉构架与锅炉房结构之间有若干梁连接（见图4）。联合式构架具有节省钢材、造价低、施工速度快等显著优点，但使整个计算体系复杂化，当一个结构受载时将影响另一个结构，

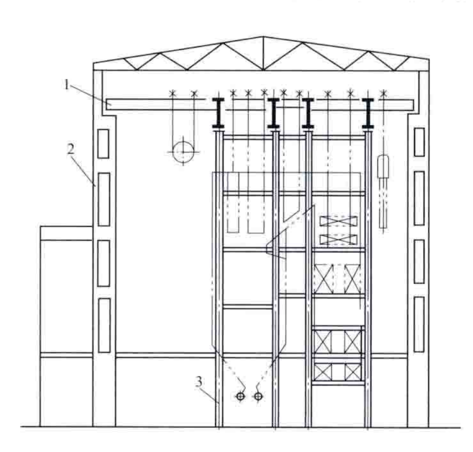


图4 联合式锅炉构架（悬吊式）
1—炉顶梁格；2—厂房柱；3—锅炉柱

因此受力不明确。在高地震烈度地区一般不采用联合式构架。

特殊锅炉构架 露天锅炉和设于地震区的锅炉构架除考虑通常的因素外，还要考虑风荷载和地震等特殊情况对锅炉构架强度的要求。桁架式锅炉构架能较好地承受风和地震作用产生的水平力，而悬吊式锅炉具有较好的抗震性能。

在气候条件较好的地区，锅炉可以不设厂房，锅炉构架为露天布置（见图5）。此时应考虑如下问题：①构架要承受风荷载和雪荷载；②对锅炉本体要采取一些维护措施，如设置外护板、护棚及锅筒罩壳等，以便防雨防冻；③要采取防腐措施；④为改善露天工作条件和维修的方便，在燃烧器区域进行局部封闭；⑤在锅炉顶部设置炉顶防雨结构。

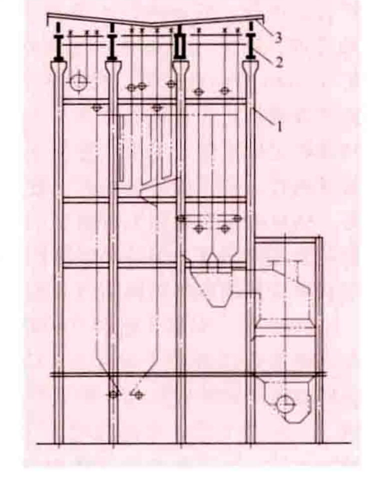
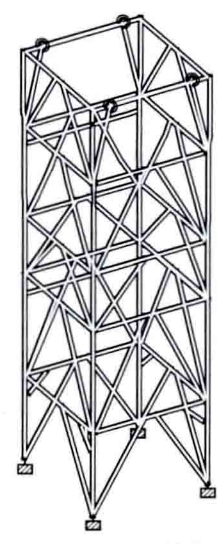


图5 露天锅炉构架（悬吊式）
1—钢筋混凝土构架；2—炉顶梁格；3—炉顶结构

地震区锅炉构架应根据国家抗震设计规范规定的基本烈度设计，抗震设防烈度为7～9度，对于特别重要的电厂，经主管部门批准，设防烈度可比基本烈度提高1度设计。基本烈度为6度地区的锅炉构架一般可不设防，当基本烈度为9度或9度以上时，应对设计进行专门研究。

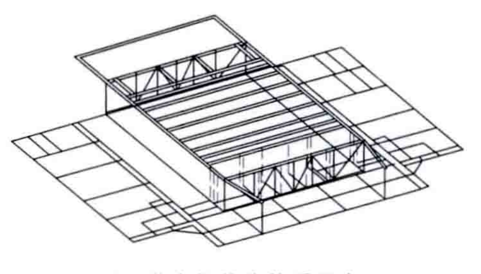
处于地震区的锅炉一般采用独立式构架，并采取抗震措施。锅炉通常设有导向装置，除保证炉体定向膨胀外，并把地震（露天布置还有风）对炉体的作用力传给锅炉构架。

塔式锅炉的结构形式和受力体系不同于Π型布置的锅炉钢结构炉架。塔式锅炉将钢结构分成主体钢架和辅助钢架。筒式框架、炉顶平台、大板梁及其炉顶钢架作为锅炉钢结构中的主体钢架，承受锅炉受热面的主要荷载。塔式锅炉和Π型锅炉在相同的机组容量下总荷载是比较接近的，不同的是塔式锅炉钢架受力比较集中，Π型锅炉受力比较分散。在地基的处理上，塔式锅炉可以采用整板地基和条状地基，而Π型锅炉一般采用条状地基。


图6 塔式锅炉筒式框架

筒式框架（见图6）位于整个塔式锅炉钢结构炉架的中间，由4根箱型立柱、柱间箱型横梁和箱型斜支撑组成。4根箱型立柱布置于炉膛的四周，根据立柱的承载情况，箱形立柱的截面尺寸自下而上逐渐减小。在4根立柱间设有5层结构联系横梁，横梁截面为箱型结构；在立柱与横梁之间设有垂直支撑，垂直支撑截面为箱型结构。4根立柱与基础为固接连接，立柱与立柱、立柱与横梁和支撑采用铰接连接。筒式框架自身形成一个稳定结构，它的主要作用是支承大板梁和炉顶钢架，承受锅炉的主要荷载（受热面悬吊荷载、风荷载、地震荷载等）。

大板梁和炉顶桁架（见图7）位于筒式框架的顶层，炉前炉后横梁上有2根桁架，2根大板梁放在炉前炉后横梁上，大板梁之间的次梁用于悬挂锅炉受热面荷载。大板梁为两端悬臂结构，在炉前方向伸出筒式框架平面的悬臂端作为炉前排架的悬挂点，在炉前方向伸出筒式框架平面的悬臂端作为炉后烟道的悬挂点。大板梁之间的横梁上设有垂直荷载通过桁架、横梁、斜支撑钢柱直接传到柱脚。


图7 塔式锅炉的炉顶平台、大板梁及其炉顶钢架

guolu goujiagang

锅炉构架钢 (constructional steels for boiler)

用于悬吊锅炉本体及其附属管道系统所用钢结构用钢的总称，按钢用途分类，属结构钢。锅炉构架由主梁、副梁、立柱及桁架等组成，结构由螺栓连接。

主梁及副梁用钢 悬吊锅炉本体的吊架的主要生根处，俗称大板梁，水平置于锅炉构架顶部，由于其腹板高度大，通常由低碳锰钢Q345及与之相应的钢号的钢板焊成“I”状。

立柱用钢 除个别外，现代大型锅炉的立柱为由H型钢轧材经端面机械加工而成。而中国在20世纪六七十年代出产的容量为200MW以下的锅炉机组，立柱由钢筋混凝土现场浇注。

桁架用钢 为型钢，如角钢、工字钢、槽钢等，为普通碳素钢及低碳含锰钢等低合金钢或低合金碳钢等。

螺栓、螺母和垫片用钢 均为标准件。螺栓为高强度螺栓，通常为20MnTiB等。螺母为35号碳钢，垫片为45号碳钢。

对锅炉构架钢除要求有足够的强度和塑性、良好的焊接性和加工性能外，还要求在低温下的韧性及在大气中的抗腐蚀性能等。

guolu goujia jisuan

锅炉构架计算 (boiler structure calculation)

根据选定的构架型式、连接方式，对构架内力进行分析，对构件进行强度、刚度和稳定性计算的总称。其目的是确定或核算构件的截面尺寸和承载能力。作用在构架上的锅炉本体荷载、用户荷载、风荷载和地震作用是构架计算的依据。

大中容量锅炉构架的计算在电子计算机上进行。通常把超静定的空间结构分解成若干平面来进行分析。有时也按空间结构进行内力分析，得到更符合实际的结果，但计算费时较多，不常采用。炉顶梁格中构件的内力，一般可分解成单根梁，并视具体结构分别按简支梁或连续梁计算。

小容量锅炉的简单构架，通常用手工计算，为了方便，要对结构做必要的简化。

构件计算　在主平面内受弯的实腹构件强度，按下式计算，即

正应力：
$$\sigma=\frac{M_x}{\gamma_x W_{nx}}+\frac{M_y}{\gamma_y W_{ny}}\leqslant f$$

剪应力：
$$\tau=\frac{VS}{It_w}\leqslant f_v$$

式中 M_x、M_y 为绕 x 轴和 y 轴的弯矩；W_{nx}、W_{ny} 为对 x 轴和 y 轴的净截面抵抗矩；γ_x、γ_y 为截面塑性发展系数；f 为钢材的抗弯设计强度；V 为计算截面沿腹板平面作用的剪力；I 为毛截面的惯性矩；S 为计算剪应力处以上毛截面对中和轴的面积矩；t_w 为腹板的厚度；f_v 为钢材的抗剪设计强度。

在组合梁的腹板计算高度边缘处，若同时受有较大正应力和较大剪应力时，其折算应力按下式计算

$$\sqrt{\sigma^2+3\tau^2}\leqslant 1.1f$$

式中 σ、τ 为组合梁腹板计算高度边缘同一点上同时产生的正应力和剪应力。

梁的容许相对挠度值

梁的类别	容许相对挠度值
炉顶主梁	1/850
次梁	1/750
其他梁	1/500

梁的刚度用容许相对挠度来控制，其容许值按表取用。

轴心受压和受拉构件的强度按下式计算，即

$$\sigma=\frac{N}{A_n}\leqslant f$$

式中 N 为轴向力；A_n 为净截面面积。

受弯和受压构件的整体稳定和局部稳定要进行计算，并应符合钢结构设计规范的要求。双腹板梁一般不需要计算整体稳定。柱的容许长细比 λ 应不大于 150，一般取 $\lambda\leqslant 80$。

连接计算　对于焊接连接，应分别按对接焊缝和贴角焊缝，根据受力情况按钢结构设计规范的规定进行计算。对于摩擦型高强度螺栓连接，每个高强度螺栓的设计承载力按下式计算，即

$$N_v^b=0.9n_f\mu P$$

式中 n_f 为传力摩擦面数目；μ 为摩擦面的抗滑移系数；P 为每个高强度螺栓的预拉力。

风荷载计算　作用在锅炉构架上的风压值按下式计算，即

$$W_k=\mu_s\mu_z W_0$$

式中 W_0 为基本风压；μ_z 为风压高度变化系数；μ_s 为风载体型系数。锅炉构架的风载体型系数一般取 1.3。

风荷载按实际受风面积计算，并集中作用到锅炉构架的各节点上进行构架内力分析。

地震作用计算　一般只考虑水平地震作用。通常采用基底剪力法、振型分解反应谱法和有限元法计算。中国锅炉行业根据实测和理论分析，给出了基底剪力法水平地震作用计算公式，即

$$P_i=A\frac{h_i}{H}W_i$$

式中 A 为总地震力系数；H 为构架总高度；h_i 为质点 i 的高度；W_i 为质点 i 的重量。

总地震力系数 A 依不同的地震烈度、场地土类别、锅炉容量和支吊型式查取相应的数据。

无论风荷载和地震作用，一般情况下都是在锅炉的两个主轴方向分别作用，并与基本荷载组合进行强度校核。

guoluguan yonggang

锅炉管用钢　(steel for boiler tube and pipe)　锅炉受热面管、联箱和汽水管道等钢管材料的总称。前者涉及诸如水冷壁、省煤器、过热器和再热器管等，均为外径≤159mm 的小直径管，在热轧或冷拔和热处理后使用，均为无缝钢管；后者涉及外径＞159mm 的锅炉受热面联箱管和诸如主给水管、主蒸汽管及冷段、热段再热蒸汽管等汽水管道钢管，其主体是以热轧、锻造、冲顶或反挤压等工艺成形、热处理以及表面不再机加工或经内镗外车或磨削加工后使用的无缝钢管，部分是纵缝焊接钢管用作冷段再热蒸汽管道和极少数的热段再热蒸汽管道。

1990 年，中国开始在 300MW 亚临界锅炉的高温过热器和高温再热器管道上使用 9%Cr 系列 T91 钢管。1998 年，珞璜发电厂和西固发电厂的主蒸汽管道使用 9%Cr 系列 P91 钢。2010 年 2 月，平凉发电厂 5 号机组（600MW 超临界）投入运行，其主蒸汽管道使用国产 P91 钢。2013 年，南通发电厂 2×1000MW 超超临界机组主蒸汽管道采用国产 P92 钢。

工作条件　各种参数的电站锅炉管用钢的主要工作条件有：①在高温下工作，且随应用的构件的不同，其工作温度范围很广，可由主给水管道、省煤器管的中、低温工作条件到高温过热器、高温再热器管等的锅炉最高金属温度构件的高温工作条件；②在介质的内压下工作，并伴有其他的系统和机械应力；③受内部介质的腐蚀和冲蚀；④直接与烟气接触的锅炉受热面管子还经受其氧化、腐蚀、磨损和冲蚀等。

性能要求和选用原则　锅炉管用钢的性能除应满足锅炉钢的共性要求外，高温管用钢还应具有足够的持久强度和蠕变极限，较高的持久塑性，优异的抗氧化性，热处理敏感性小，焊接性能良好，奥氏体耐热钢应无晶间腐蚀倾向。

锅炉管用钢的选用主要取决于钢管的工作温度。工作温度越高，所用钢的合金元素含量越高，焊接性能也变差。工作压力和温度高低决定管子的壁厚，为此，对亚临界和超临界、超超临界锅炉，只要管道的工作温度相同，所用钢号应该是一样的，当锅炉由于压力高采用某钢种时壁厚过大，造成加工和运行困难并经济上不合理时，应选用具有更高高温强度等级的钢。如对同一温度参数的主蒸汽管道用含 9%Cr 的马氏体耐热钢 10Cr9Mo1VNb（P91）代替含 2.25%Cr 的珠光体耐热钢 12Cr2MoG（P22），约可减少一半壁厚，用 15Ni1MnMoNbCu（欧洲 EN 钢号 15NiCuMoNb5-6-4，ASME 钢号 P36）代替碳素钢做大型机组主给水管道也可达到同一效果。主要管子用钢的适用温度范围如表所示。

发展展望　国外一些钢铁企业成功研发了不少超超临界锅炉用奥氏体锅炉管用钢，部分钢种已得到 ASME 的批准认可。例如，日本新日本铸铁公司在 25Cr-20Ni 奥氏体耐热钢基础上，严格控制杂质含量，加入 Mo、Nb、B、N 等元素，采用复合一多元强化研发的 20Cr-25Ni-1.5Mo-Cb-N（NF709R）钢在 625～730℃之间，其许用应力高于 S30432 和 HR3C，且抗烟气腐蚀性能优异、热膨胀系数也较低，在 2007 年 4 月已纳入 ASME Code case 2581。新日本铸铁公司在 TP347H 钢基础上，降低碳含量、加入较多的 W、V、Nb、N 等元素研发的 18Cr-9Ni-1.5W-V-Cb（XA704）钢

各种使用温度下锅炉管主要用钢

锅炉管工作温度范围		钢号	所用构件名称举例
受热面管	蒸汽管道和联箱		
≤460℃	≤430℃	20G（中国） A106A、B、C（美国） A219A、C（美国） P235GH（欧洲 EN）	水冷壁、省煤器、低温过热器、再热器管及其联箱；主给水管及冷段再热蒸汽管道等
≤480℃	≤480℃	T1、T1a、T2 和 P1、P1a、P2（美国） 16Mo3（欧洲 EN）	水冷壁、省煤器、低温过热器和再热器管；主蒸汽管道
≤560℃	≤550℃	12CrMoG、15CrMoG（中国） T11、T12（美国） P11、P12（美国） 10CrMo5-5（欧洲 EN） 13CrMo4-5（欧洲 EN）	水冷壁、过热器和再热器管及联箱，蒸汽管道
	≤450℃	15Ni1MnMoNbCu（中国） WB36（工厂牌号） 15NiCuMoNb5-6-4（欧洲 EN） P36（美国）	给水管道、联箱
≤580℃	≤565℃	12Cr1MoVG（中国）	过热器、再热器管及联箱，亚临界参数锅炉主蒸汽管道及热段再热蒸汽管
≤600℃	≤575℃	12Cr2MoG T/P22（美国） 10CrMo9-10（欧洲 EN）	过热器、再热器管及联箱，亚临界参数锅炉主蒸汽管道及热段再热蒸汽管道
	≤580℃	15Cr1Mo1V（中国） 15X1M1Ф（俄罗斯） P9（美国）	蒸汽管道、联箱
≤600℃*		12Cr2MoWVTiB（中国） 12Cr3MoVSiTiB（中国） 12X2MФCP（俄罗斯） 12X2ФБ（俄罗斯） 10CrSiMoV7 T9（美国） T23（美国） T24（美国）	高温过热器管及再热器管
≤630℃*	≤600℃	X20CrMoV121（德国）	高温过热器、再热器管及联箱，主蒸汽管道及热段再热蒸汽管道
≤650℃*	≤600℃	10Cr9Mo1VNbN（中国） X10CrMoVNb9-1（欧洲 EN） T/P91（美国）	高温过热器、再热器管及联箱，主蒸汽管道及热段再热蒸汽管道
≤650℃*	≤630℃	10Cr9MoW2VNbBN（中国） X10CrMoWVNb9-2（欧洲 EN） T/P92（美国）	高温过热器、再热器管及联箱，主蒸汽管道及热段再热蒸汽管道
≤670℃*		07Cr19Ni10、07Cr18Ni11Nb 07Cr19Ni11Ti（中国） X6CrNi18-10、X7CrNiNb18-10 X6CrNiTi18-10（欧洲 EN） TP304H、TP347H、TP321H（美国）	高温过热器、再热器管
≤700℃*		08Cr18Ni11NbFG、10Cr18Ni9NbCu3BN（中国） TP347H、S30432（美国） X7CrNiNb18-10（欧洲 EN）	高温过热器、再热器管
≤730℃*		07Cr25Ni21NbN（中国） HR3C（工厂牌号） TP310HCbN（美国）	高温过热器、再热器管

* 指受热面烟气侧管子外壁温度，其他则指计算壁温。

2004 年 11 月已纳入 ASME Code case 2475。日本 NKK 公司在传统 18Cr-8Ni 型奥氏体钢基础上，加入 Cu、Ti、Nb 和 B 等元素研发的 18Cr-10Ni-3Cu-Ti-Cb（TEMPALOY AA-1）新型 18Cr-10Ni 奥氏体耐热钢，2005 年 10 月已纳入 ASME code case 2512，2008 年纳入 ASME SA-213M-2010 标，UNS 号为 S30434。日本 NKK 公司在 22Cr-15Ni 型（309）奥氏体型基础上，加入了较多的 Nb、N、B 元素，改良得到的新型奥氏体耐热钢 22Cr-15Ni-Cb-N（TEMPALOY A-3），2008 年已纳入 ASME Code case 2598。2004 年，中国电力行业开展对 P92 钢制管道的焊接研究和工程实施，并制订了相应的焊接、热处理和质量验收标准。中国发电设备行业已对 NF709R 进行了评定，可作为中国超（超）临界锅炉的过热器和再热器管材的一种良好选择，代替 TP310HCbN（HR3C）。

guolu huaxue qingxi

锅炉化学清洗

（chemical cleaning of boiler） 采用化学方法清除锅炉水汽系统中的腐蚀产物、沉积物、金属氧化物和其他污染物，使受热面恢复清洁状态的技术。锅炉化学清洗是防止锅炉受热面因结垢和沉积物附着而引起腐蚀的必要措施，同时也是提高锅炉传热效率、确保锅炉安全经济运行的有效措施之一。对锅炉的清洗一般采用酸性介质，又称酸洗。

对新建机组，主要是清除受热面内壁在加工过程中形成的高温氧化皮、油污以及在储运、安装过程中产生的锈蚀产物、焊渣、油污、泥砂等污物。对运行锅炉主要是清除受热面内壁积结的钙镁水垢、氧化铁垢、铜垢、硅酸盐垢和油垢等各类沉积物。

锅炉化学清洗范围和清洗周期 分新建锅炉化学清洗和运行锅炉化学清洗两类。

新建锅炉的化学清洗范围 主要是根据锅炉参数、结构特性和管内壁的锈蚀程度来决定。通常对直流锅炉和过热器出口压力为 9.8MPa 及以上的锅筒锅炉，在投产前必须进行化学清洗；压力在 9.8MPa 以下的锅筒锅炉，一般不进行酸洗，但必须进行碱洗或碱煮。对于出口压力为 17.4MPa 及以上机组的锅炉再热器以及垢量大于 $100g/m^2$ 的过热器，可根据情况进行化学清洗，但清洗时必须有防止立式管内产生气塞和腐蚀产物在管内沉积的措施。机组容量为 200MW 及以上机组的凝结水及高压给水系统，垢量小于 $150g/m^2$ 时，可采用流速大于 0.5m/s 的水冲洗，垢量大于 $150g/m^2$ 时，必须进行化学清洗；机组容量为 600MW 及以上机组的凝结水及给水管道系统至少应进行碱洗，凝汽器、低压加热器和高压加热器的汽侧及其疏水系统应进行碱洗或水冲洗。

运行锅炉的化学清洗范围和清洗周期 一般包括锅炉本体的水汽系统，其清洗周期主要是根据锅炉运行年限和管内沉积物的附着量来确定。当达到下表规定的范围时应安排化学清洗。锅炉化学清洗的间隔时间还应根据锅炉类型、工作压力、燃料品种，以及运行中水质情况和大修时锅炉内检修情况作适当的调整和变更。以重油或天然气为燃料的锅炉和液态排渣炉可参考表中相应工作压力高一级的数值考虑。当运行水质和锅炉内的检查出现异常情况时，经过技术分析可安排提前清洗。一旦发生因结垢而导致爆管或蠕胀的水冷壁管，应立即进行清洗。

确定运行锅炉需要化学清洗的条件

炉型	锅筒锅炉				直流锅炉
主蒸汽压力（MPa）	<5.9	5.9～12.7	>12.7	>15.6	
垢量（g/m^2）	600	400	300	250	200
清洗间隔（a）	12～15	10～12	5～10	5～10	5～10

锅炉化学清洗工艺 根据锅炉及热力系统的结构和材质特点、设备内部腐蚀和沉积物的状况、废液处理的难易程度以及现场的具体情况，经技术经济比较而定。工艺条件应通过试验确定。

化学清洗方式 分为循环清洗、开式清洗、半开半闭式清洗及浸泡清洗四种，一般情况下采用循环清洗和半开半闭式清洗。

化学清洗系统 应根据锅炉设备结构、热力系统、清洗介质、清洗方式、水垢的分布状况、锅炉房空间和环境及清洗范围等具体情况进行设计，应以简单、操作方便、临时管道设备及阀门的用量少、安全可靠为原则。选择清洗溶液箱、清洗循环泵等装置时应能满足清洗工艺条件的要求。

化学清洗步骤 一般包括水冲洗、碱洗（或碱煮）、碱洗后的水冲洗、酸洗、酸洗后的水冲洗、漂洗、钝化和废液处理等步骤。清洗系统无油污时碱洗除油和碱洗后水冲洗可以省去。

化学清洗介质 包括除脂剂、酸洗剂、缓蚀剂、各种添加剂和钝化剂等。

酸洗剂 包括无机酸和有机酸。常用的无机酸有盐酸、氢氟酸等；有机酸有柠檬酸、乙二胺四乙酸（EDTA）、甲酸和羟基乙酸的混合酸等。

（1）盐酸。是清洗设备积垢最常用的清洗剂。对铁的氧化物和含钙、镁、铜等成分的沉积物有较强的溶解能力，盐酸与金属基体反应产生的少量氢气有助于对被清洗物的剥离。采用盐酸清洗价格便宜，清洗工艺简单，废液易于处理。由于氯离子能促使奥氏体钢发生应力腐蚀破裂，因此盐酸不能用来清洗奥氏体钢材质的设备。对于以硅酸盐为主要成分的沉积物用盐酸清洗效果较差。

（2）氢氟酸。对铁的氧化物和以硅化合物为主要成分的沉积物具有较强的溶解能力。由于清洗过程中的络合作用，即使在较低的浓度和温度下，溶解速度也较快。通常是采用开式清洗方式，将清洗液一次流过清洗设备。氢氟酸清洗时间短，清洗用的临时装置简单，对金属腐蚀性小。但氢氟酸毒性较大，废液处理较困难。

（3）柠檬酸。在柠檬酸清洗液中加入氨，调节 pH 值至 3.5～4.0 可生成柠檬酸单铵，柠檬酸单铵与铁离子能生成易溶的络合物，避免清洗时可能出现的沉渣造成管子堵塞。故常用来清洗较复杂的新建锅炉及系统；清洗用的临时装置简单；不需要对阀门采取防护措施；使用中对人体危害性很小；适用于清洗奥氏体钢材设备。但柠檬酸价格较贵，废液处理较困难，对钙镁垢的溶解能力较差。

（4）乙二胺四乙酸（EDTA）。基于 EDTA 与金属离子在适当的 pH 值下的络合反应，又称络合清洗。化学清洗时常用 EDTA 钠盐和铵盐作为清洗液，分为高温清洗和低温

清洗两种工艺。高温清洗工艺温度为（130±10）℃，低温清洗工艺为（90±5）℃。EDTA清洗系统简单、时间短、清洗水量少，可清洗钝化一步完成，但不宜用于清洗铜、硅含量较高的沉积物。由于EDTA价格昂贵，清洗后废液应予回收。（见EDTA清洗）

缓蚀剂　缓蚀剂的选择及其添加量与酸洗剂的种类、浓度和清洗温度、流速有关。选用的缓蚀剂应有较高的缓蚀率（一般应在96%以上），对金属的腐蚀速度应低于8g/(m²·h)，无针状点蚀，不残留有害薄膜，有良好的水溶性，使用安全无毒，对去除沉积物的能力无影响，清洗后排放废液不会造成环境污染。

每种缓蚀剂都有其适用的温度和流速范围，缓蚀效果随温度升高、流速增大而降低。

添加剂　为防止氧化性离子（Fe^{3+}、Cu^{2+}）对钢铁基体在清洗过程中的腐蚀，需考虑在酸液中添加还原剂和络合剂。当酸液中Fe^{3+}较多时（一般高于500mg/L时），在盐酸清洗液中加入氯化亚锡，在有机酸清洗液中加入联氨，以便将Fe^{3+}还原为Fe^{2+}。酸液中Cu^{2+}较多时可加入硫脲作为铜离子络合剂，防止铜在钢铁表面析出腐蚀金属基体，发生镀铜现象。

为促进沉积物溶解，在酸液中添加氟化物如NaF、NH_4F等溶解促进剂，以提高对难溶的Fe_3O_4和含硅化合物的溶解能力。

为提高清洗效果可在碱溶液或酸溶液中添加具有清洗油脂和润湿金属表面等效果的表面活性剂。

钝化剂　酸洗后的金属表面呈活化状态，很易产生锈蚀。因此酸洗后要做钝化处理，使金属面生成钝化保护膜。用做钝化剂的有亚硝酸钠、联氨、双氧水等。

除脂剂　为了清除新建机组锅炉设备中的油脂和含硅化合物，在进行酸洗前，需要对锅炉进行碱洗或碱煮。常用的除脂剂有Na_3PO_4、NaOH及各种表面活性剂等。由于游离氢氧根离子是奥氏体钢材的应力腐蚀敏感因素，大机组的碱洗常采用低pH值的磷酸盐或不含游离氢氧根离子的以表面活性剂为主组成的清洗剂。

guolu jianxiu

锅炉检修　(overhaul of boiler)　通过检查和修理，恢复锅炉机组原有性能的工作。锅炉检修有计划检修（大修和小修）和非计划检修（故障检修）之分。检修项目分标准项目、非标准项目和特殊项目，其项目内容根据检修规程和设备实际情况确定。锅炉机组主辅设备配备的热工仪表、自动控制装置和电气设备的检修项目，应由所属专业组织，与锅炉设备检修同步实施。

锅炉检修的主要任务　主要有：①对设备进行全面检查、清扫、测量、修理和更换已经磨损、烧损、腐蚀、变形和老化的零部件，消除设备的缺陷，使设备的性能得到恢复；②引进、吸收科技成果，实施相关的技术改造，使设备的性能和效率得到提高；③采用先进的检修工艺、技术标准、机械化检修工具和管理方式，达到安全、优质，缩短检修工期，降低检修成本。

锅炉检修作业应做好各项安全措施，严格执行安全规程的有关规定。如检修的设备和系统必须与在运行中的设备和系统可靠地隔断，转动机械和带电设备必须切断电源；作业人员进入炉膛和烟道时，炉膛和烟道的温度不应高于60℃，进入锅筒时温度不应高于40℃，并有人在外监护；高空作业时必须系好安全带，有可靠的脚手架及防止高空坠物的措施等。

水冷壁、过热器、再热器的检修　首先应进行清扫，清除积灰和结渣。详细检查管子有无变形、磨损、刮伤、鼓包、胀粗及表面裂纹等情况，并按规定割管取样，检查内壁的结垢、腐蚀情况和监督壁厚、管径、组织、碳化物和机械性能的变化。检查管子的支吊架、管卡及防磨装置是否完整，管屏排列是否整齐，有损坏时应予修理或更换。当检查出管子壁厚减薄大于30%，碳钢管胀粗大于原有直径的3.5%，合金管大于2.5%，腐蚀点深度大于壁厚的30%，石墨化大于4级，过热器管表面氧化皮厚度超过0.6～0.7mm，以及有可见裂纹和焊口有缺陷时，应予换管和修理。当割管检查管内结垢量超过下表数值时，应进行酸洗（见锅炉化学清洗）。

锅炉受热面酸洗标准

炉　型	锅筒锅炉			直流炉
主蒸汽压力（MPa）	<5.88	5.88～12.64	>12.74	—
垢量（g/m²）	600～900	400～600	300～400	200～300
清洗间隔年限（年）	12～15	10～12	5～10	5～10

注：垢量是指在水冷壁管热负荷最高处向火侧180°部位割管处取样，用洗垢法测定。

省煤器的检修　主要是防磨和更换磨损严重的管子。省煤器入口烟温一般为500℃左右，灰粒变硬，磨损性增强。省煤器的磨损与灰粒的性质、撞击概率成比例，与烟速的三次方成正比，而且烟速的分布是不均匀的，磨损也不均匀。检修时应在磨损严重的部件（如靠墙的管子、弯头和前几排管子上）加装或修理防磨板或折流板，更换磨损量已超过标准的管子。燃用灰分大、灰粒磨损性强的燃料时，特别是烟速过高时，应改进省煤器的结构，如管束由错列改为顺列，使用鳍片管、膜式管、肋式管等，以减少因省煤器管磨损而被迫停炉的事故。

锅筒、联箱的检修　检查人孔门、手孔门和接管座焊缝有无泄漏，膨胀指示器是否完整，锅筒内的汽水分离器有无松动、脱落，内部有无锈蚀和裂纹。锅筒和联箱内不允许有进行性的腐蚀和裂纹。发现有细小裂纹应打磨去除，一般不予焊补；有较大较深的裂纹时，应制订专门措施，予以补焊（见承压件裂纹处理）。

炉墙、燃烧器、吹灰器的检修　修理已损坏的炉墙、保温层、挡火墙、卫燃带及看火门、人孔门等，更换已烧坏的燃烧器喷口（见燃烧器检修）、吹灰器并对其控制机构进行修理，使其灵活可靠。对液态排渣锅炉应检查、修理或更换熔渣池的炉底。

空气预热器的检修　低温腐蚀，堵灰和漏风量大是空气预热器常出现的问题。检修时应清洗疏通已堵灰的管子或传热元件，已损坏的应予更换。必要时应设法提高空气预热器入口空气温度（加暖风器或前置式热管空气预热器），采用耐腐蚀的材料做传热元件（见回转式空气预热器、回转式空气预热器检修）。

guolu jingji yunxing

锅炉经济运行 (economic operation of boiler)

锅炉在规定负荷及参数下保持最高效率及最低辅助动力消耗的运行，或称保持最高锅炉净效率的运行。锅炉运行的好坏在很大程度上决定了整个电厂运行的经济性。在整个锅炉运行负荷范围内，锅炉运行净效率最高的负荷称为经济负荷。这一负荷通常为锅炉额定负荷的90%左右。在一定负荷下锅炉的净效率与给水温度，过量空气系数，一、二、三次风配比，最佳煤粉细度和受热面清洁程度有关。通常必须进行精细的燃烧调整试验，以求得各种负荷下的最佳运行工况，作为日常运行调整的依据，以保证锅炉机组的经济运行。

给水温度　当高压加热器的运行情况改变时，会使给水温度发生变化。如高压加热器解列，给水温度降低较多，若要维持一定的蒸发量，就必须增加燃料量，使省煤器前各级烟温均有所升高，锅炉排烟热损失增加。若这时的负荷比较高，因炉膛实际的热负荷超过正常值，炉膛及其出口烟温升高，可能引起受热面结渣和沾污，使其后各部烟温有较大升高，锅炉效率下降。高压加热器解列，汽轮机抽汽减少，将导致整个机组经济性下降。尽量提高给水温度可以提高锅炉的经济性。

过量空气系数　燃料燃烧时实际供给的空气量与理论空气量之比。锅炉送风量或烟道各部漏风量的变化，都会引起过量空气系数的变化。在一定负荷范围内，当燃料量不变而炉膛出口过量空气系数增加时，气体不完全燃烧和固体不完全燃烧损失降低。而排烟热损失则始终随过量空气系数的增加而增加，因此当超过合理的过量空气系数时，将会使锅炉效率降低。同时，过量空气系数的增加将使送、引风机的电耗增加。但是，锅炉在低于最佳过量空气系数下运行是很不利的，不仅会使气体和固体不完全燃烧损失大大增加，还会导致炉膛内受热面结渣和腐蚀，影响锅炉运行的安全性。因此存在一个最佳的过量空气系数，运行中因按最佳过量空气系数来控制炉内用风量，炉内过量空气系数过大或过小都会使锅炉效率下降。

通常，在高负荷运行时，由于炉膛温度高，燃料的着火与混合条件好，为提高锅炉效率，可适当降低过量空气系数，降低送、引风机电耗，同时烟速降低使煤粉在炉内的停留时间相对增长，使不完全燃烧热损失不增加或增加很少，使锅炉运行的效率提高。低负荷运行时，由于形成锅炉内空气动力场有最低风量要求，且炉膛温度较低，火焰充满度差，燃料着火与混合条件差，使不完全燃烧热损失较高，经济性差。为提高运行效率，可适当增大过量空气系数，减少不完全燃烧损失。

一、二、三次风的配比　可使燃料着火迅速，燃烧完全，提高锅炉运行效率。当负荷变化时，合理启停制粉系统及合理分配各燃烧器负荷可使运行效率提高。

煤粉细度　对锅炉的运行效率有直接影响。煤粉变粗时，虽然制粉电耗降低，但固体不完全燃烧热损失增加。当煤粉过粗时，甚至影响燃烧的稳定性。因此，制粉系统必须保持最佳煤粉细度（也指经济细度），即锅炉在此细度下运行时，燃料不完全燃烧热损失与制粉电耗和金属磨损的折算热损失之和为最低。对某些挥发分高的煤种，适当降低煤粉细度和过量空气系数，可做到灰渣可燃物不增加而排烟热损失降低，其结果使得锅炉运行经济性提高。

锅炉受热面的清洁度　锅炉各部受热面的结渣、积灰、沾污都将使换热效果变差，各部烟温升高。炉膛水冷壁的结渣还会使火焰发生偏斜、风粉混合变差等，都会使锅炉运行效率降低。因此，锅炉运行中必须进行合理的受热面吹灰。

guolu luqiang

锅炉炉墙 (boiler setting)　用耐火和保温材料等所砌筑或敷设的锅炉外包覆层。它与受热面炉壁（水冷壁管、包墙管、顶棚管等）一起构成锅炉炉膛和对流烟道的外壳，对锅炉起到密封和保温作用。炉墙的内侧长期接触高温受热面或受高温烟气辐射和冲刷，因而内层要有足够的耐高温性能；炉墙外层要有良好的绝热保温性能，以降低锅炉的散热损失和炉墙的外表面温度。为了正确选用炉墙材料和确定其厚度，要做炉墙保温计算。

锅炉炉墙按所处位置分成垂直墙、顶棚墙；按承重方式分成重型炉墙、轻型炉墙和敷管炉墙三种结构。炉墙上往往还依附有门孔等特殊部件。

顶棚炉墙　按支撑方式分为悬吊式、敷管式和炉拱式。悬吊式顶棚炉墙的材料通过悬吊零件支吊在顶护板上。炉墙内层材料可以用耐火砖，也可用耐火混凝土。常见结构为炉墙通过铸铁吊架吊在炉顶护板上。吊架之间用圆钢构成钢筋网格，以固定耐火混凝土。炉墙外层材料为保温混凝土，顶板外层敷以薄铁板。

重型炉墙　重量直接由地基承受、炉墙由零位基础一直砌筑到所需高度。因受炉墙结构稳定性和砌体高温强度的限制，炉墙高度常在12m以下。一般由三层组成，内层为耐火砖，中层为保温层，外保护层为红砖。有时也可为两层（耐火砖和红砖），见图1。炉墙沿高度方向适当位置布置牵连结构，使内外层牵连成一体，牵连结构有金属构件牵连或用耐火砖牵连。为补偿炉墙内外层墙体热膨胀不均，在炉墙垂直方向和水平方向均应留出膨胀缝。重型炉墙一般总厚度为475～840mm，主要用于小容量锅炉。

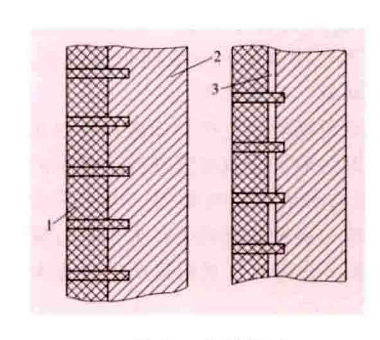


图1　重型炉墙

1—耐火砖；2—红砖；3—保温的空气层

轻型炉墙　通过安装在锅炉护板上的铸铁托架将炉墙重量均匀传递到锅炉钢架上，因而炉墙高度不受限制，广泛用于中小容量电站锅炉。轻型炉墙有砖砌和混凝土两种结构。①轻型砖结构炉墙。由三层组成（图2）：内层为耐火砖；中层为保温层，一般采用硅藻土砖；外层为低温保温层，采用导热系数较小的保温材

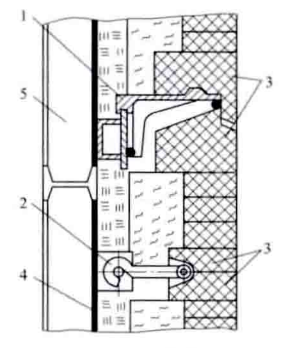


图2　轻型砖结构炉墙

1—铸铁托架；2—铸铁拉钩；3—异型砖；4—薄铁板；5—钢护板

料。沿高度方向每隔 2～3m 左右布置一层托砖架，其上下均为异形耐火砖，两块异形砖之间留出膨胀缝，以补偿炉墙垂直方向的膨胀。在两排托砖架之间每隔 0.5～1m 左右布置铸铁拉钩，以保证炉墙的稳定性。炉墙的密封由护板外层的薄铁板来保证。②混凝土结构轻型炉墙。通过托架和拉钩由护板框架承受炉墙重量，炉墙材料直接浇注在护板框架上。内层为一定厚度的耐火混凝土，中层为保温混凝土，外层为低温保温层。最外层一般都有薄钢板密封。以护板框架作为一个组合件，做成一块炉墙，炉墙经过养护后，强度达到要求，然后连同护板一起吊装就位。每块护板炉墙安装就位后，护板之间的部位要就地进行炉墙补浇。轻型炉墙厚度一般为240～380mm。

当锅炉处在 7 级以上地震区时，托架和拉钩的距离缩小。

敷管炉墙　炉墙材料直接敷设并固定在水冷壁或包墙管（包括顶棚）围成的炉壁上，随金属管壁一起膨胀。敷管炉墙用于悬吊式锅炉。分为光管敷管炉墙和膜式壁敷管炉墙两类。①光管敷管炉墙。由耐火混凝土层、保温混凝土层、保温层和抹面层组成（见图 3）。炉墙材料的固定依靠焊在水冷壁管或包墙管上的支撑钩钉和外层敷设的铁丝网，铁丝网是通过压板将炉墙材料压紧后焊于支撑钩钉上。铁丝网上再敷设抹面层。炉墙可在地面与水冷壁管组合施工，待混凝土养护完成后，随组件起吊安装。炉墙厚度 200～220mm。②膜式壁敷管炉墙。用于炉膛及其对流烟道炉墙做成全焊膜式壁气密性结构。炉墙材料不直接接触高温烟气，因此不需要用耐火材料和密封层而仅用保温材料，通过保温钉、自锁压板、铁丝网把保温材料固定到膜式壁上。保温钉焊在膜式壁的鳍片或扁钢上（见图 4）。一般情况下炉墙表面都装设金属波纹外护板，以保护炉墙和使锅炉外观美观。炉墙厚度在 150～200mm，由于仅采用保温材料，炉墙重量可大大减轻。现代大容量锅炉广泛采用这种结构。

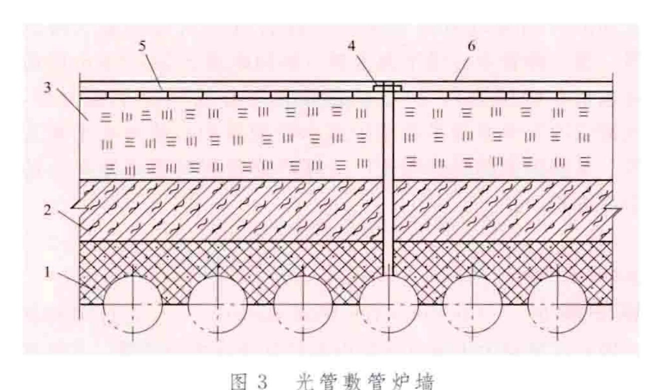


图 3　光管敷管炉墙

1—耐火混凝土；2—保温混凝土；3—保温层；4—支撑钩钉和压板；5—铁丝网；6—抹面层

现代大容量锅炉炉墙与锅炉的整体结构密切相关，尤其与锅炉水管系统的结构、锅炉构架形式关系密切。随着水管系统的变革，锅炉炉墙由重型炉墙、轻型炉墙、敷管炉墙发展到现在采用超轻质保温材料的保温炉墙，减轻了炉墙荷重，从而降低锅炉总荷重，节约钢材。采用超轻质保温材料还能使炉墙保温性能大大提高，岩棉制品与珍珠岩制品相比散热损失约降低 45%。大容量锅炉的膜式壁结构形成良好的密封设计是超轻质保温炉墙发展的基础（见锅炉密封）。

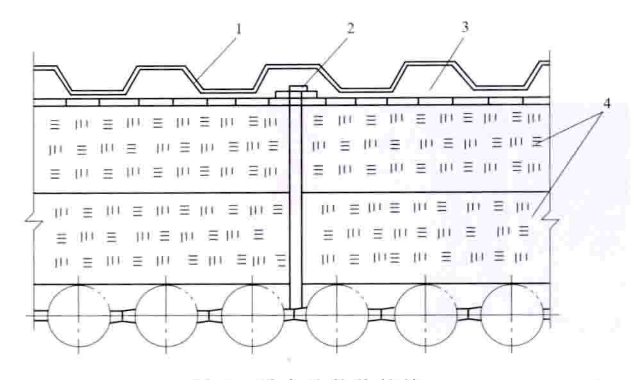


图 4　膜式壁敷管炉墙

1—外护板；2—保温钉和自锁压板；3—铁丝网；4—保温材料

guolu lutang

锅炉炉膛　（boiler furnace）　锅炉中组织燃料燃烧的空间，也称燃烧室，是锅炉燃烧设备的重要组成部分。近代锅炉的炉膛除了要把燃料的化学能转变成燃烧产物的热能外，还承担着组织炉膛换热的任务，因此它的结构应能保证燃料燃尽并使烟气在炉膛出口处已被冷却到锅炉对流受热面安全工作所允许的温度。

不同的燃料和燃烧方式使炉膛结构有很大差异，典型的炉膛有悬浮燃烧炉膛、层式燃烧炉膛和流化床燃烧炉膛三类。悬浮燃烧广泛应用于大、中容量的锅炉（蒸发量大于或等于 35t/h），煤粉燃烧锅炉和燃油、燃气锅炉的炉膛均属此类。层式燃烧受炉排尺寸限制，仅适用于蒸发量小于或等于 65t/h 的工业锅炉和小型电站锅炉，其炉膛容积较小，多考虑用炉拱形成较好的燃料燃烧条件，以保证燃料燃尽。流化床燃烧是介乎悬浮和层式燃烧之间的一种新型燃烧方式，燃料在流化床内进行燃烧，其炉膛由流化层和悬浮室组成。由于流化床强化了气固两相的热量和质量交换，为固体燃料的燃烧创造了良好条件，可燃烧多灰的劣质燃料，另在低温燃烧（床层温度不超过 1000℃）条件下可有效抑制 NO_x 的生成。

随着锅炉容量的增大，炉膛尺寸也在增大。中国 1000MW 机组不同炉型的锅炉炉膛最大尺寸分别达到 33.9734m×15.5584m× 64.0m（邹县发电厂，燃烧器对冲布置 Ⅱ 型锅炉）、32.084m×15.670m×66.4m（玉环发电厂，单炉膛双火球燃烧 Ⅱ 型锅炉），以及 23.16m×23.16m×77.51m（宁海发电厂，四角切圆燃烧塔式锅炉）。

基本热力特性　表征炉膛热力特性的基本参数有热功率、炉膛容积热负荷和炉膛截面热负荷。热功率是决定炉膛尺寸和其他特性参数的基本数值，它取决于锅炉的容量和效率，与燃烧方式和炉膛结构无关；后两者更多地反映炉膛的设计特性，有时还以燃烧器区域壁面热负荷和炉膛出口烟气温度为补充指标，以判断燃料着火和燃烧的稳定性，以及炉膛出口以后的受热面能否安全运行。

分类　按燃烧器布置和火焰形式，悬浮燃烧炉膛可分为切向燃烧、前墙燃烧（见图 1）、对冲燃烧、炉顶燃烧和炉底燃烧等多种类型。前三种炉膛广泛应用于燃煤、燃油和燃气锅炉中；炉顶燃烧只用于少数具有 U 形或 W 形火焰的煤粉燃烧锅炉；炉底燃烧则只在少数燃油燃气炉中采用。

煤粉燃烧炉膛按排渣方式可分为固态排渣和液态排渣两类。固态排渣炉膛底部由前后墙水冷壁以很大倾角（50°～



图1 炉内墙式燃烧火焰

55°）向下收缩而构成的冷灰斗，用以凝固炉膛内坠落的熔融灰渣并将其排出炉膛。液态排渣炉膛有开式、闭式和半开式之分，开式指四壁垂直上升的炉膛，闭式在出口布置有捕渣管组，半开式是在炉膛中下部具有由前后水冷壁管向内弯曲形成的缩腰，以便在下炉膛内（缩腰以下部分）获得较高的炉温和捕渣率。液态排渣炉膛底部为水冷壁管及上铺耐火材料构成的水平或微倾熔渣池（见液态排渣炉膛）。

少数煤粉锅炉炉膛中间，沿纵向设有双面露光水冷壁，将炉膛分隔成两个部分，故称双炉膛锅炉。

按工作压力炉膛可分为负压和微正压两种。负压炉膛出口处保持零至数十帕的负压，锅炉既装有引风机以克服锅炉尾部装置和烟道的阻力，也装有送风机以克服风道、空气预热器和燃烧器等的阻力，故又称平衡通风。微正压炉膛的锅炉装有高压头送风机，不设引风机或仅作备用，炉膛在微正压（可达数千帕）下运行。微正压煤粉炉膛的密封性较难解决，已很少采用，燃油和燃气微正压炉膛则应用较多。

形状与尺寸　炉膛的形状、尺寸与燃料种类、燃烧方式、燃烧器的布置、火焰形状和行程等一系列因素相关，应满足的基本要求是：①应具有足够的空间，确保燃料燃烧完全；②炉内空气动力工况良好，火焰不贴壁、不冲墙，充满度高，壁面热负荷均匀；③炉内温度场合理，有利于燃料着火和稳定燃烧，且能保证蒸发受热面水动力安全可靠；④能布置一定数量的受热面，将炉膛出口烟温降低到允许值，保证炉膛之后的受热面不结渣；⑤对燃料适应性强。

炉膛截面系指炉膛的水平横截面。对于四角切向燃烧，为保证切圆的形成和气流不贴边，要求采用正方形或宽深比小于或等于1.2、接近正方形的炉膛。对配风扇磨煤机直吹式系统的大容量燃用褐煤的锅炉，也有采用多角切圆正多边形（六边、八边等）炉膛的，其边数等于磨煤机台数。对燃烧器前墙布置或前后墙对冲布置的锅炉，炉膛截面多呈长方形，其宽深比可按布置燃烧器的需要选定。此时炉膛宽度和单只燃烧器的热功率和每层燃烧器的只数有关，而炉膛深度在燃烧器前墙布置时应避免火焰冲刷后墙。燃烧器前后墙布置时，应防止前后两股火焰强烈冲撞。炉膛截面积的大小取决于炉子的热功率及设计选用的炉膛截面热负荷（见炉膛热力特性）。炉膛截面的周长和截面积有关，但还应满足水冷壁管内许可质量流速的要求，以确保锅炉水动力可靠性。

为防止炉膛出口两侧烟温出现偏差，大容量机组锅炉通常采用Π型布置，配八角双火球燃烧或墙式对冲燃烧方式；也可采用塔式布置配四角切圆燃烧方式（见图2）。



图2 炉内四角切圆燃烧火焰

现代电站锅炉的炉膛高度远大于其宽度或深度，具体取决于锅炉热功率、炉膛容积热负荷、炉膛截面热负荷和燃烧器沿炉膛高度的布置位置等。一般来说，最上排燃烧器中心标高到炉膛出口窗中点或过热器屏底的垂直距离表征火焰最小行程长度，它与燃料在炉膛内停留时间的长短直接相关，因而必须与所燃用燃料的特性（可燃性、结渣性等）相适应，保证燃料达到基本燃尽，且烟气能冷却到要求温度。最下排燃烧器中心标高到冷灰斗转折点的距离，对采用摆动式燃烧器的炉膛尤为重要，它应能保证当燃烧器向下摆动最大角度时，最下排燃烧器喷出的燃料气流不致冲刷冷灰斗斜面而造成结渣或烧坏冷灰斗炉管。

Π型布置锅炉的炉膛，为增加其火焰充满度，后墙上部多设有形似鼻子的折焰角。对大容量煤粉炉，折焰角的深度约为炉膛深度的20%～30%。

炉膛容积边界指水冷壁管中心线所在平面或炉墙壁面。上部出口烟窗以对流管束第一排管或屏式过热器（再热器）第一排管中心线平面为界（屏间距离 $S_1 \geqslant 700$mm 的前屏包括在炉膛内）；炉顶以顶棚管中心线所在平面为界，底部以冷灰斗半高平面或炉底水冷壁管中心线所在平面为界。某些国家的锅炉制造厂计算炉膛容积时考虑冷灰斗的全部容积。

guolu manshui

锅炉满水　（boiler over feed-water）　运行中的锅炉因给水流量大于蒸汽流量引起锅筒或汽水分离器（直流锅炉或控制循环锅炉）满水的事故。有轻微满水和严重满水之分。轻微满水的水位虽超过锅筒或汽水分离器允许水位，但未达到水位过高，或水位计上仍能见到水位；严重满水达到过高水位，或水位计满水见不到水位。锅炉满水危害很大，轻微满水会使汽水分离效果变差，蒸汽含盐量增加，过热汽温下降；严重满水会使过热器进水，蒸汽温度急剧下降，蒸汽管道发生水冲击，引起管道振动，管道支吊架损坏，甚至造成汽轮机水冲击等事故。

满水原因及事故现象　常见原因是：①给水自动调节装置失灵，采取措施不当；②给水泵转数控制失灵，给水泵转数过高；③锅筒或汽水分离器水位、给水流量、蒸汽流量或

汽轮机负荷测量不准确，造成误判断；④汽轮机加负荷速度过快、锅筒安全阀动作或高压旁路突然开启，造成锅炉汽压骤降，锅筒或汽水分离器水位上升；⑤手动调节给水操作不当。常见现象是：①锅筒或汽水分离器各水位表水位上升，水位高报警；②给水流量大于蒸汽流量（直流锅炉为瞬间过程）；③低温过热器出口温度下降；④水位过高保护动作停炉；⑤蒸汽压力、蒸汽温度骤降，蒸汽管道发生水冲击，汽轮机发生水冲击。

事故处理原则　发现轻微满水后应立即解除给水自动调节装置，降低给水泵转数或关小给水调节阀，减少给水流量，开锅筒或汽水分离器放水阀，降低过热器减温水流量，保持汽温；严重满水时应立即停炉，严密监视水位，水位计重新出现水位后保持正常水位，待事故原因查明并消除后，锅炉重新起动，恢复正常运行。

guolu mifeng

锅炉密封　(boiler seal)　在锅炉受热面本身和各受热面相互间以及各穿墙管处装焊金属密封件，以有效防止炉膛和烟道泄漏的结构措施。锅炉做到全密封是超轻质保温炉墙得以实现的先决条件，而锅炉有了膨胀中心（见锅炉膨胀中心）又是做好密封设计的前提。因为有了膨胀中心和锅炉各部位的温度分布，才可计算出各部位的膨胀位移量，为密封设计提供可靠依据。

锅炉密封广泛采用的措施有：①对大面积的锅炉受热面包括炉膛、包墙及顶棚部分采用膜式壁结构。对密节距光管管排结构，用内护板实现整体大面积的密封，即紧贴管子背火面敷设一层密封钢板。②对节距较大的穿墙管部位常采用梳形板密封结构，此时必须考虑到梳形板焊接有足够的施焊空间。③穿墙管部位更多的是采用梳形套管密封结构，梳形套管兼具梳形板和保护套管的双重作用，其最大优点是在地面（或制造厂）可预先将梳形套管焊接在穿墙管上，并可进行热处理。④顶棚管与炉膛四周墙之间采用柔性密封结构，用薄壁的弯板连接顶棚和炉膛四周炉墙，借弯板的柔性补偿相互间的膨胀差，这些部位多采取两道柔性密封，以确保密封质量。⑤燃烧器与水冷壁之间的密封分为焊接和滑动两种。当燃烧器与水冷壁采用焊接固定时，燃烧器的重量可全部或部分由水冷壁承受，燃烧器随水冷壁一起向下膨胀，这时与燃烧器相连接的煤粉管道上应有补偿器吸收燃烧器的膨胀位移。当燃烧器不随水冷壁运动时，燃烧器与水冷壁之间应有滑板密封装置，保证水冷壁能上下移动。其结构特点是有由两块厚钢板构成的密封滑动面。分别属于封焊在水冷壁上的密封罩壳和燃烧器本体。厚板间四周用石棉绳密封并压紧，两个平面之间有蝶形弹簧压紧，还有滚轮装置，水冷壁向下膨胀时可通过滚轮引导。⑥门孔处的密封处理，首先是在让管处补焊鳍片，尽量减少门孔处的暴露面积。门孔装置固定在门孔密封罩壳上，密封罩壳焊在受热面管子上。各种门孔本身用自重压紧，水封、气封等方法进行密封。⑦炉底冷灰斗和除渣装置之间采用水封装置进行密封。水封槽置于除渣装置上缘，水封插板装在水冷壁下联箱或下部水冷壁上，再插入水封槽内。水封槽内有进出水管，确保水封槽的水位和冲刷积存的灰垢。

guolu paiwu xitong

锅炉排污系统　(boiler blowdown system)　排除锅炉锅筒和下联箱污水的管道及设备连接系统。炉水在锅炉中不断蒸发而浓缩，含盐浓度逐步增加，蒸汽品质下降，造成锅炉受热面和汽轮机动、静叶片积垢和腐蚀，影响机组运行安全性和经济性。锅炉排污系统的作用是排出盐浓度较高的炉水，控制炉水的含盐浓度在规定范围内，保证合格的蒸汽品质，并回收部分排污水的工质和热量，以提高运行经济性。一般仅对锅筒锅炉设置排污系统，分为连续排污系统和定期排污系统。

连续排污系统　将部分含盐较浓的炉水从锅筒中连续不断排出的系统。由连续排污扩容器、排污水冷却器及管道、阀门组成。将排污水引入连续排污扩容器。扩容后的二次蒸汽送入电厂的热力系统，扩容器内残留污水，经排污水冷却器回收热量后，经定期排污扩容器或直接排入污水管道。扩容器的排污水还可作为热网补给水。电厂通常采用一级连续排污扩容系统。热电厂的排污量较大，可根据扩容的二次蒸汽的利用条件，采用二级排污扩容系统。

定期排污系统　按规定的时间或锅水质量状况，周期性地排除锅炉下联箱内沉积有杂质的污水。由定期排污扩容器及管道、阀门组成。排污水直接引入定期排污扩容器，扩容后的二次蒸汽通过排汽管对空排放，扩容器内残留的污水，用冷却水降温后直接排入污水管道。

亚临界压力锅筒锅炉设有凝结水处理系统，并有防止炉内加药成渣措施时，可不再分设连续排污和定期排污系统，仅在锅筒上设排污管，根据锅筒内水质进行不定期排污。为简化系统，排污工质也不进入热力系统。

排污扩容器的容量应满足机组起动、正常运行和事故时的排污需要。锅筒锅炉运行中的排污水量与锅炉蒸发量的比值称为排污率，以百分数表示，根据计算或锅炉厂提供资料确定，但不应小于0.3%。

guolu paiyan yure liyong

锅炉排烟余热利用　(waste heat utilization for boiler flue gas)　利用布置在锅炉空气预热器下游尾部烟道的低压省煤器系统或水媒式换热器系统吸收锅炉排烟余热，并有效用于机组热力系统。

低压省煤器系统　利用布置在锅炉尾部烟道的低压省煤器直接加热从某级低压给水加热器引出的部分或全部主凝结水（低压给水）。凝结水在低压省煤器中吸收锅炉排烟余热，锅炉排烟温度降低，凝结水被烟气加热、温度升高后再返回低压加热器系统，起到代替部分低压加热器的作用，成为汽轮机热力系统的一个组成部分。由于低压省煤器将排挤部分汽轮机的回热抽汽，在汽轮机进汽量不变的情况下，该部分排挤抽汽将从抽汽口返回汽轮机继续通胀做功，从而提高机组的经济性。

低压省煤器在机组热力系统中通常有串联和并联两种连接方式。串联方式是从某一级低压加热器出口引出全部凝结水，送入低压省煤器，在低压省煤器中加热升温后，全部返回下一级低压加热器的入口。并联方式是从某一级低压加热器的出口引出部分凝结水送到低压省煤器，加热升温后返回热力系统，在下一级低压加热器入口与主凝结水汇合。

水媒式换热器系统　利用布置在锅炉尾部烟道的烟气冷却器，用水作为传热介质（热媒水）吸收排烟余热，并用于机组热力系统的换热系统。首先使热媒水在烟气冷却器中加热升温，烟气温度降低。然后将热媒水在烟气冷却器中吸收的热量送到另一换热器中，用于加热部分或全部主凝结水以提高低压给水温度，或加热空气预热器入口冷空气以防止低温腐蚀，或联合加热低压给水与空气预热器入口冷空气。对于供热机组，还可用于加热城市热网回水。

低压省煤器或烟气冷却器由于布置在锅炉尾部烟道的低温烟气区域，在系统设计与参数选择上都需要考虑防止低温烟气腐蚀和堵灰。根据锅炉设计煤种及实际排烟温度，通过技术经济比较分析计算，采用锅炉排烟余热利用系统，可使锅炉排烟温度由120～160℃降至80～120℃。一方面可减少给水加热系统中用于加热主凝结水或加热暖风器的汽轮机抽汽量，提高机组出力，降低发电煤耗；另一方面还可显著降低采用湿法脱硫装置的工艺耗水量，从而达到节能、节水的目的。

guolu paizha

锅炉排渣　(boiler slag removal)　为保证锅炉连续安全运行，必须将炉渣不断从燃烧室排出，根据燃烧方式可分为固态排渣、液态排渣、层燃炉排渣和流化床锅炉排渣等方式。锅炉排渣率与锅炉容量、燃料种类及燃烧方式有关，主要取决于锅炉燃烧方式，不同燃烧方式锅炉的排渣率如表所示。

不同燃烧方式锅炉的排渣率（%）

燃烧方式	层式燃烧	流化床燃烧		悬浮燃烧			
		鼓泡床	循环床	固态排渣	液态排渣		
					开式和半开式液态排渣炉	立式旋风炉	卧式旋风炉
排渣率	70～90	40～50	10～40	5～10	15～40	60～80	80～90

锅炉排渣一般有水力排渣和机械排渣。水力排渣是利用水力排出炉渣的方式，常用的设备主要有水力排渣槽、水封斗式排渣装置。机械排渣是灰渣落入锅炉冷灰斗下的水封槽，利用机械设备捞出并输送炉渣的方式，主要设备有刮板捞渣机、螺旋出渣机和圆盘出渣机等，通常可根据锅炉燃烧方式和排渣方式进行选用。

固态排渣　炉渣呈固态块状从炉底排渣口排出。通常采用水力排渣装置或干排渣装置排至炉外灰沟或送入除灰系统，最后输送到灰场或用户。大型煤粉锅炉绝大多数采用固态排渣方式。

液态排渣　炉渣呈熔融状态从炉底排渣口流出。一般当燃用灰融化温度低于1450℃低灰熔点煤时采用液态排渣。通常在炉膛下部的炉壁受热面敷有耐火材料卫燃带，并采用水平或微倾斜的炉底构成绝热的熔渣段，以保持高温使灰渣呈熔融状态，汇集到炉底的熔渣从渣口流人渣井，经水淬粒化成固体颗粒后排出。

层燃炉排渣　经破碎的煤用人工或机械方法置于固定或可动炉排上燃烧时，煤中大部分灰分留在炉排上形成火床炉的炉渣。对于固定炉排或手动炉排锅炉，由于容量和渣量都很小，一般在用人工定期拨火时从炉门排出。对链条炉、推饲炉、振动炉排炉的可动炉排，其炉渣主要由炉排运载至炉排尾端并排至锅炉后部渣斗，与炉排下面渣斗灰渣一道进入下部排渣装置进行破碎、熄火、淬冷，而后排出炉外。排渣设备多用可碎推式（又称马丁式）出渣机，也可采用圆盘出渣机和螺旋出渣机。

流化床锅炉排渣　见冷渣器。

guolu pengzhang zhongxin

锅炉膨胀中心　(boiler expansion center)　对大中容量悬吊式锅炉人为设置的膨胀零点。要求这一位置不产生任何方向的位移。无论从保证锅炉密封还是对锅炉进行系统应力分析都要求设置膨胀中心，以便在查明锅炉各部分温度分布后，就可以计算出在该状态下锅炉各位置的膨胀位移量。

膨胀中心的位置根据锅炉的布置型式来决定。对于悬吊式锅炉，在上下方向上总是设在炉顶吊挂装置的固定螺母处；左右对称布置的锅炉，膨胀中心一般都在对称中心线上；膨胀中心在前后方向上的位置和锅炉的布置形式关系很大，单烟道锅炉多在炉膛中心线上，联箱布置在炉前的箱式油炉多在前水冷壁之后附近，双烟道锅炉多在后水冷壁附近。

导向装置是实现膨胀中心的专用限位结构。由于锅炉为全悬吊结构且质量很大，在垂直方向上，受热面系统和燃烧设备（固定在水冷壁上）都向下自由膨胀；在锅炉前后和左右方向上，则依靠导向装置来引导。在前后水冷壁中心处和前后包墙中心线处的刚性梁上，常沿炉高设置三至四道导向装置，使它只限制锅炉左右方向的位移而不限制前后方向的位移（通过预留足够的间隙来实现）；同样，前后方向膨胀中心的位置，则设在侧水冷壁刚性梁上，并装设导向装置，使它只限制锅炉前后方向的位移而不限制左右方向的位移。由于导向装置限制了锅炉在某个方向上的位移，所以当锅炉受到温度变化、地震、风力的影响就会对导向装置产生作用力，这就是导向载荷。在构架设计中必须有可靠的手段将导向载荷传递给基础。

guolu qiwen tiaojie

锅炉汽温调节　(boiler steam temperature control)　在锅炉运行中，控制过热器和再热器出口汽温，使其稳定在规定范围内的手段。随着锅炉负荷、燃料性质、给水温度、炉膛出口过量空气系数和出口烟温的变化，过热汽温和再热汽温会发生较大的波动，同时锅炉给水量、燃料供给量和送风量的扰动也会引起汽温波动。表中为过热器呈对流特性时各种因素对汽温的影响。汽温过高或偏低，均将对热力设备的安全性和经济性带来不利影响。因此必须

过热器呈对流特性时各种因素对汽温的影响

影响因素	汽温的变化（℃）
锅炉负荷±10%	±10
炉膛过量空气系数±10%	±(10～20)
给水温度±10℃	±(4～5)
燃煤水分±1%	±1

设置可靠的汽温调节装置。

汽温调节方法 汽温调节方法可分为蒸汽侧和烟气侧两类。蒸汽侧有面式减温器、蒸汽旁通调温、喷水减温器、汽-汽热交换器等方法。烟气侧有烟气再循环调温、烟道挡板调温和摆动式燃烧器调温等。其基本要求为：①调节惰性或延迟时间小；②调节范围大，以便在60%～100%额定负荷或更低的范围内，能维持汽温为额定值；③调温设备结构简单可靠；④对热力系统效率的影响要小。

面式减温器 一种管式热交换器，系利用管内锅炉给水冷却管外蒸汽的调温装置。其主要优点是水与蒸汽不直接接触，对冷却水水质无特殊要求。但调节时滞大。冷却水一般采用与省煤器串联布置的方式（图1）。根据面式减温器内冷却水管的结构形式可分为：U形管式（图2）和套管式减温器。

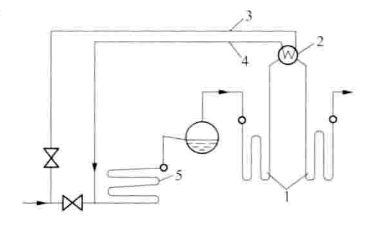
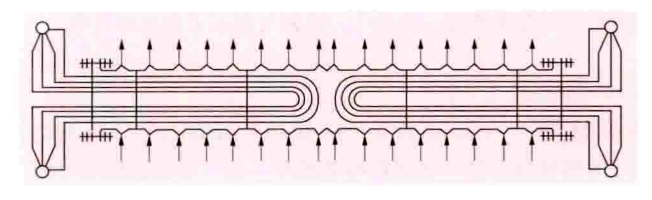


图1 面式减温器与省煤器串联连接系统

1—过热器；2—减温器；3、4—冷却水进口及出口；5—省煤器


图2 U形管面式减温器

蒸汽旁通调温 通过改变再热器的旁通蒸汽流量以调节再热汽温的方法。将再热器分为两级，调节级布置在烟道的低温区，两级间用其他受热面相隔（图3）。增减旁通蒸汽量时，即可使再热汽温降低或升高。这种调温方式已很少使用。

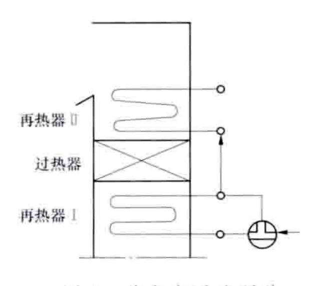


图3 蒸汽旁通法调节再热汽温

喷水减温器 将水直接喷入过热蒸汽中进行减温的装置。（见喷水减温器）

汽-汽热交换器 利用过热蒸汽加热再热蒸汽的热交换设备，用于再热汽温的调节。（见汽-汽热交换器）

烟气再循环调温 通过送入炉膛下部的低温再循环烟气，改变辐射与对流受热面吸热量比例，进行汽温调节的方法。（见烟气再循环调温）

烟道挡板调温 利用改变分隔开的平行烟道中烟气流量的方法来调节汽温。（见烟道挡板调温）

摆动式燃烧器调温 利用燃烧器上下摆动，改变火焰中心沿炉膛高度的位置，使炉膛出口烟温变化，来调节再热和过热汽温。（见摆动式燃烧器调温）

汽温调节方法的选择 与锅炉机组的型式、锅炉参数、燃料种类、过热器和再热器的布置位置，以及辐射与对流吸热的分配比例有关。还应考虑锅炉运行的可靠性、经济性、调温装置的成本和汽温调节的灵敏度等。

中低压锅炉，一般采用面式减温器调节过热汽温。如果给水品质较好，采用给水喷水调节过热汽温也是可行的。

高压及以上锅炉一般采用喷水调温。对自然循环锅炉常采用二级喷水。第一级喷水布置在后屏过热器前，保护后屏的安全；第二级喷水布置在末级过热器前，以保证过热器出口汽温的稳定性。喷水量一般为锅炉额定负荷的3%～5%。锅炉给水品质好，可直接用给水作为喷水。给水品质较差时，可以采用自制冷凝水作为喷水。自制冷凝水喷水减温系统见图4，利用给水将部分饱和蒸汽冷凝，然后将这部分凝结水通过文丘里管喷入减温器中调节过热汽温。直流锅炉过热汽温的调节，除了用给水-燃料比作为粗调外，一般采用三级喷水。第一级喷水布置在低温对流过热器之前，控制中间点的温度，超前调节过热汽温；第二级喷水在后屏过热器前；第三级喷水设在末级过热器之前。设计喷水量约为直流锅炉额定蒸发量的5%～8%。对于对流特性较强的过热器系统，可以用烟气再循环与喷水相结合的方法调节过热气温，喷水作为细调手段。对于辐射特性较强的过热器系统，可以采用摆动燃烧器与喷水相结合的方法，喷水用作细调手段。

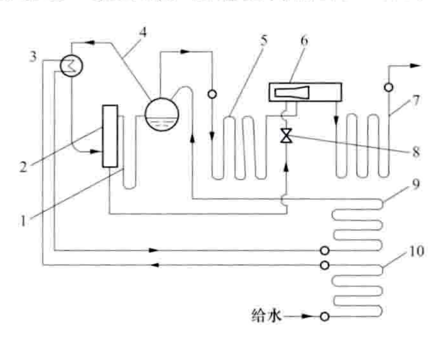


图4 自制冷凝水喷水减温系统

1—溢水管；2—储水器；3—凝汽器；4—饱和蒸汽；5、7—过热器蛇形管；6—喷水减温器；8—喷水调节阀；9、10—省煤器

再热汽温调节方法的选择与再热器布置的位置有关。对接受辐射热较强的再热器系统，常采用摆动式燃烧器调温；布置在对流烟道中的再热器系统，可用汽-汽热交换器、烟气再循环或烟道挡板调节再热汽温，喷水作为备用或细调手段。此外还可采用蒸汽旁通法。设计中一般不考虑正常运行时投入减温水，因为喷水会使热力循环的效率降低。当采用汽-汽热交换器调节再热汽温时，过热器系统应具有较强的辐射换热特性，以利汽温调节。

为了保证再热器运行的安全性，一般都在再热器入口管道上装事故喷水减温器。

guolu qiangdu

锅炉强度 (boiler constructional component strength)

锅炉本体（除锅炉构架外）构件在设计参数下获得长期安全工作的力学性能。为区别起见，将主要由热应力引起的锅炉构件间相互作用所产生的强度问题称为锅炉系统强度，其余称为锅炉受压元件强度。

就锅炉强度的设计方法来分类，主要可分为以当量应力为基础的锅炉受压元件强度计算方法和以应力分析为基础的应力分析计算方法两种。

受压元件强度计算方法 所用公式根据理想构件导出，用以确定锅炉构件的基本尺寸，因而是强度计算的一种基本方法。中国遵循现行的国家标准GB 9222—2008《水管锅炉受压元件强度计算》的有关规定进行锅炉受压元件设计。

应力分析计算方法 首先对元件在不同类型的载荷作用下所产生的应力按载荷特性分类，再按不同类型应力对元件的不同破坏作用分别予以控制。

由于不同性质的载荷引起的应力对锅炉元件的破坏作用不同，故将应力分为三类：一次应力、二次应力和峰值应力。

一次应力 由非自限性载荷引起的应力。如受压元件的内压、外压、重力、爆炸力、地震力、风力和雪载等。长时间作用的载荷（如重力、内压、外压、雪载等）称为恒载荷，而短时间作用的载荷（如地震力、风力、爆炸力等）称为瞬时载荷。由于瞬时载荷持续作用的时间短，通常对其应力控制予以放宽。另外应力分布规律的不同也会造成对元件的不同破坏作用。例如：吊杆和薄壁管受内压引起的应力是均匀分布的，而梁弯曲引起的应力是线性分布的，前者较后者具有较大的危险性，所以其强度的限制条件也不同。强度条件为$\sigma_m \leqslant [\sigma]$；$\sigma_l \leqslant 1.5[\sigma]$；$\sigma_b \leqslant 1.5[\sigma]$；$\sigma_m+\sigma_b \leqslant 1.5[\sigma]$；$\sigma_l+\sigma_b \leqslant 1.5[\sigma]$，式中$\sigma_m$为总体一次薄膜应力；$\sigma_l$为局部一次薄膜应力；$\sigma_b$为一次弯曲应力；$[\sigma]$为材料许用应力。

二次应力 由自限性载荷引起的应力。如不均匀温度场、约束位移及过盈装配等载荷所引起的应力。而这些应力在约束放松后会自行消失，所以它们是自限在一个系统内的。二次应力对元件的破坏较一次应力要小得多。理论指出，二次应力和一次应力的总和在二倍屈服限内结构会组成一个安定系统而不导致破坏。二次应力的强度条件为$\sigma_l+\sigma_b+Q \leqslant 3[\sigma]$，式中$\sigma_l$为局部一次薄膜应力；$\sigma_b$为一次弯曲应力；$Q$为二次应力。

峰值应力 由于元件的刚度突变或内部缺陷而导致应力分布极不均匀（即应力集中），对其局部出现的高应力称为峰值应力。它不会导致元件的立即破坏，而是在这种高应力的反复作用下，该处会产生裂纹而导致疲劳破坏。采用实测或根据试验与统计方法规定一个应力集中系数，由平均应力乘以该系数即得到峰值应力。另外，由于构件内温度场的变化导致金属间存在温差，从而产生的热应力，也属于峰值应力。

为计算热应力，需求得在任意时刻金属内部温度场的分布规律。即要求解带有一定初始条件和边界条件的温度场变化规律$T=T(t,x,y,z)$。这类问题可用带有一定初始条件与边界条件的热传导方程的封闭解，采用差分法在计算机上完成，也可采用大型有限元分析程序求解。

安定性分析 对受重复加载的锅炉构件所做的疲劳分析。这里与其他机械行业中高速旋转轴的疲劳有一个显著的区别就是交变应力（应变）变化的频率不同。锅炉中出现的疲劳问题是在超过屈服限的应力作用下循环次数通常不超过105次，所以称为低周疲劳（见疲劳）。低周疲劳寿命的计算方法是采用寿命消耗来评价元件的安全性的。由于应力（应变）变化幅度值是直接影响疲劳寿命的主要因素，所以引入“循环”这一概念。循环就是要将应力（应变）变化幅度进行分组，具有一定应力（应变）幅度变化的量是由一个包含有应力（应变）峰值与谷值这两个状态构成的，包括这两个状态的过程组成了一个循环。每个循环有一定的寿命，超过此寿命就不能保证元件的安全工作。这一应力变化幅度所具有的寿命是经过大量试验和数理统计再引入一定的安全系数得出的，它规定在疲劳曲线中。低周疲劳采用$\frac{n_1}{N_1}+\frac{n_2}{N_2}+\cdots+\frac{n_i}{N_i} \leqslant 1$来评价元件的疲劳寿命。式中$n_i$为第$i$种循环的设计寿命；$N_i$为第$i$种循环的允许寿命；$\frac{n_i}{N_i}$为第$i$种循环的寿命消耗。在疲劳计算中应力（应变）变化幅度为所有各种载荷引起的应力（应变）的变化值。通常采用第一或第三强度理论校核。

带缺陷构件评估 锅炉元件中由于材料的缺陷或工作中的损伤，这些带伤元件的剩余寿命分析是很重要的。可采用断裂力学方法在大型计算机上进行分析（见断裂韧度）。

guolu ranliao

锅炉燃料

（fuel for boiler） 供锅炉通过燃烧释放热能的物质。在常温常压下通常分为固体燃料、液体燃料和气体燃料三大类。固体燃料主要是煤、油页岩、生物质和具有一定热值的固相废弃物等。电站燃煤锅炉常用的煤种可分为烟煤、贫煤、褐煤和无烟煤。液体燃料主要是重油和柴油，其中柴油通常只用作锅炉起动点火及稳燃时的辅助燃料。气体燃料主要有天然气、煤层气、页岩气和人工合成煤气等。

guolu ranshao

锅炉燃烧

（combustion in boiler furnace） 将制备好的燃料与空气一起送进锅炉炉膛，在一定的温度和时间条件下产生剧烈氧化，发出光和热，并生成燃烧产物的过程。锅炉燃烧不单纯是化学反应，同时还存在流动、传热、传质等物理现象，并与化学反应相互影响。

锅炉可燃用液体、气体和固体燃料。气体燃料燃烧前不需要制备；通常液体燃料的制备主要是加温，以提高其流动性和雾化性能；固体燃料燃烧前的制备，视燃烧方式的不同，可包括破碎、干燥、研磨、分离与输送等。锅炉中液体燃料最常见的燃烧方式是燃料通过雾化器雾化后的液雾燃烧。固体燃料煤的燃烧主要有层式燃烧、流化床燃烧（沸腾燃烧）、悬浮燃烧和旋风燃烧四种方式。

燃料的燃烧过程可分为着火、燃烧和燃尽三个阶段。由缓慢氧化状态转变到高速燃烧状态的瞬间过程称为着火，转变的瞬间温度称为着火温度。各种燃料的着火温度各不相同。气体和加热雾化后的液体燃料容易着火；挥发分高的褐煤、烟煤容易着火；而挥发分低的贫煤、无烟煤则不易着火。燃料的燃烧、燃尽与着火条件、煤粉颗粒度、炉内温度水平、燃料在炉内的湍流扩散、火焰行程，以及停留时间等因素有关。锅炉燃烧设备既要保证燃烧室内的着火稳定性和燃烧经济性，对固体燃料还要保证排出灰渣的安全性。近年来从环境保护出发，更要求污染物的排放量必须保持在规定范围内。

燃烧机理 18世纪以前，人们认为物质燃烧取决于一种特殊的“燃素”，18世纪末叶提出燃烧是物质氧化过程的理论。19世纪，人们用热化学和热力学方法研究燃烧，发现了燃烧热、理论燃烧温度和燃烧产物平衡成分等重要特性。20世纪初，发现化学反应动力学是影响燃烧速率的重要因素。20世纪30年代后，发现燃烧现象是化学反应动力

学和传热、传质等物理过程相互作用的综合结果，对不同类型燃料的燃烧有不同的机理。

气体燃料燃烧　气体燃料中的可燃成分主要是氢、一氧化碳和以甲烷为主的各种碳氢化合物和硫化氢等物质，其中大多数可燃气体的燃烧是以分支连锁反应的方式进行的。根据可燃气体与空气在燃烧器中的不同混合方式有预混燃烧火焰、扩散燃烧火焰以及混合燃烧火焰。将可燃气体和氧化剂预先完全混合后燃烧产生预混燃烧火焰；当两者分别送入时产生扩散燃烧火焰；当部分预先混合，其余分别送入时产生混合燃烧火焰。锅炉在燃用低热值煤气时可采用预混燃烧火焰，在燃用高热值煤气时常采用混合燃烧火焰。

液体燃料燃烧　液体燃料在锅炉中有两种燃烧方式。当液雾中的液滴为自身扩散火焰所包围时，液滴边蒸发边燃烧，称为滴群扩散燃烧，例如雾化粗的重油雾在进口温度不高的空气中燃烧。当液雾先蒸发成气态时，与空气形成混合气后再燃烧，形成气体火焰燃烧，例如雾化细的轻油雾在进口温度高的空气中燃烧。工程中常见的是两种均有的混合型燃烧。即小液滴到达火焰区之前已蒸发完毕，与空气混合后形成气体火焰；大液滴在气体火焰中继续进行扩散燃烧。

固体燃料燃烧　煤是最常用的固体燃料，煤的燃烧过程由预热干燥、挥发分析出和着火燃烧、焦炭着火燃烧和燃尽几个阶段组成。煤粒受热后首先释放出挥发分，这些挥发分与空气中的氧混合后着火，迅速燃烧，产生的热量使焦炭加热着火、燃烧直至固定碳燃尽。20 世纪 60 年代中期以后对于煤粉燃烧又提出了多相着火机理，此时颗粒表面的加热速率大于挥发分的释放速率，使颗粒表面迅速达到足够高的温度，而在挥发分大量析出之前焦炭即着火燃烧。具体按哪种机理燃烧则取决于煤的粒径、挥发分含量、温度、加热速率，以及环境氧浓度等多项因素。细煤粒比粗煤粒更容易发生表面多相着火。影响着火的因素有加热速率、挥发分含量、煤的粒径、煤粒的表面积及孔隙度等。

焦炭的燃烧一般分成一次反应和二次反应。一次反应按下式进行，即

$$xC+\frac{y}{2}O_2 \longrightarrow mCO_2+nCO$$

式中 x、y、m、n 取决于温度和炭粒周围氧气的浓度。

如果燃烧产生的 CO_2（以及挥发物燃烧和水分蒸发产生的 H_2O）包围了炭粒表面，则在高温条件下（高于 1200℃）会产生二次反应（还原反应），即

$$C+CO_2 \longrightarrow 2CO \text{（及少量 } C+H_2O \longrightarrow CO+H_2\text{）}$$

而 CO 再与氧结合燃烧，在炭粒外围产生二氧化碳火焰，即

$$2CO+O_2 \longrightarrow 2CO_2$$

焦炭燃烧速率取决于流体动力学和化学动力学两方面因素。前者由取决于流速和颗粒尺寸的对流扩散系数来表征，后者由取决于压力和温度的动力学因素来表征。

煤燃烧的组织原则　组织好煤的燃烧，应以最佳的方式提供适量的空气，确保有足够的着火热量及足够高的炉温，并实现燃料与空气的最佳混合和紊流脉动，同时还要防止灰渣及 NO_x、SO_x 等燃烧产物带来的危害。对于煤粉锅炉，应做到以下方面：

（1）根据煤种和燃烧方式的不同，送入炉膛的空气量应大于完全燃烧所需理论空气量。

（2）为了创造有利的着火条件，送入炉膛的空气应分为一次、二次或三次风。一次风率一般与煤的挥发分成比例；二次风应适时而又猛烈地送入，以加强燃烧；三次风通常从燃烧器上部送入炉膛，以减少对燃烧区稳定性的干扰，但要保证燃料燃尽。对于低挥发分无烟煤，必要时可在炉膛适当加装卫燃带，以减少散热量，保持炉膛有足够的高温，从而保证燃烧稳定性。

（3）根据煤种不同合理选取一次风速，过大会推迟着火或吹灭火焰，过小会烧坏喷嘴或结焦；二次风速要大于一次风速，以加强它与一次风的混合能力和对火焰的穿透能力。

（4）一、二次风温应选择恰当。对挥发分低、灰分大的劣质燃料应选择高的风温，对易燃燃料可适当降低风温。

（5）煤粉细度应根据煤的可燃性来选择，易燃煤种可粗些，难燃煤种应细些。

（6）采用各种型式的低污染燃烧器及炉内脱硫与低 NO_x 措施。

（7）为了减少点火用油，提高低负荷时的燃烧稳定性，可采用带有稳燃措施的燃烧设备。

（8）炉膛及燃烧器应根据燃煤的煤质特性设计（见锅炉炉膛和炉膛热力特性）。

燃烧质量的评价　评价燃烧质量的要素是燃烧稳定性、防结渣性和经济性。稳定性和防结渣性合称为燃烧可靠性，锅炉燃烧首先要保证可靠性。

稳定性　锅炉运行时炉膛不应发生压力波动、熄火、爆燃等现象，并要保证满负荷、低负荷及快速变负荷时的燃烧稳定性。煤粉锅炉无油助燃的低负荷极限可作为判断燃烧稳定性的标准，燃用优质烟煤的老型煤粉锅炉其无油助燃负荷可达额定负荷的 50%～60%；而新型大容量锅炉可达额定负荷的 25%～30%。

防结渣性　锅炉运行时要防止在炉膛及屏式过热器区产生严重的结渣、沾污等现象。燃料特性以及燃烧设备结构性能和运行方式等对防止结渣都有影响。安全可靠的吹灰手段和除渣能力是减轻结渣危害的有力措施。

经济性　用锅炉运行时的燃烧效率以及锅炉效率来表征。在考虑上述经济性的同时要考虑发电成本和厂用电率，以便综合经济分析。对整个电厂的经济性来说，则用发电煤耗率和供电煤耗率来衡量。

guolu ranshao tiaozheng

锅炉燃烧调整　(adjustment of boiler combustion)

通过对锅炉燃料供给和配风参数的调整，以及对其控制方式的改变等，保证送入锅炉炉膛内的燃料及时、完全、稳定和连续地燃烧，并在满足机组负荷需要前提下，获得最佳燃烧工况的工作。锅炉燃烧工况的优劣对锅炉设备及整个发电厂运行的经济性、安全性以及大气环境保护都有很大影响。现代大型燃煤发电机组，锅炉效率每提高 1%，将使电厂的发电标准煤耗率下降 3～4g/（kW·h）。而锅炉燃烧调整是否得当，是决定锅炉效率很重要的一个方面。

燃烧调整的目的　主要有：①保持锅炉在最佳效率下运行，燃料及时着火、完全燃烧，减少未燃尽损失；②保证锅炉蒸发量满足外界负荷的需要，维持主参数的稳定；③合理

地组织燃烧，使炉膛火焰中心位置适中，不冲刷炉壁，热负荷分布均匀；避免受热面结渣、超温和设备烧损，避免引起水冷壁管外部的高温腐蚀，对液态排渣炉膛还应能保持连续流渣；④维持正常的水动力工况，避免因燃烧工况的改变而使锅筒水位波动或水冷壁管内出现汽水分层和倒流等；⑤尽可能降低排烟中有害的氮氧化物 NO_x（氮氧化物的含量与燃烧工况有较大关系，燃烧工况会影响其排放量的 15%～25%）；⑥维持炉内负压稳定，保证锅炉运行安全可靠。

燃烧调整的基本内容　主要有：①在不同锅炉负荷下（包括额定最大负荷和稳燃的最小负荷）燃料量与燃烧空气量的配比，即过量空气系数的调整，是各种锅炉燃烧调整的最基本的内容；②燃烧器的配风工况，即调整燃烧器的可调参数，如直流式燃烧器的一、二、三次风量与风速的大小及其相互间的匹配方式，旋流式燃烧器调风器的开度或轴向位置等；③煤粉细度的调整，通常只用改变煤粉分离器折向门的开度（或旋转分离器的转速）大小，来变更煤粉的细度，而不进行如制粉系统的出力、中速磨煤机的磨辊压力、筒式磨煤机的钢球装载量等的调整，这些属专门的磨煤机（或煤粉制备系统）试验调整；④各燃烧器之间煤粉分配量的调整，对于中间储仓式制粉系统，就是各给粉机给粉量的调整；对直吹式制粉系统，除煤粉管道上带有可调缩孔外，运行中无法调整，只能在运行中对煤粉管道内的煤粉进行等速取样试验，然后根据试验结果，在锅炉停运期间改进煤粉分配器或更换均流孔板等（一般要求各燃烧器的粉量不能偏差过大，应控制在±10%的范围内）；⑤燃烧器不同组合投运方式，对于直吹式制粉系统也就是磨煤机组合运行方式；⑥为其他目的而进行的专题燃烧调整试验，如为解决锅炉出力不足，炉内燃烧不稳定，火焰偏斜，水冷壁严重结渣或腐蚀等，而进行的有针对性的试验，以求查明原因及研究可行的改进措施。

燃烧调整试验　对新投产及使用燃料发生较大变化或燃烧设备做了重大改进的锅炉，都应进行燃烧调整试验。燃烧调整试验的目的是掌握锅炉运行的技术经济特性，确定锅炉燃烧系统的最佳运行方式，为自控设备提供合理整定参数，为日常运行操作调整提供科学的依据。由于锅炉炉内燃料的燃烧是一个极其复杂的物理化学过程，特别是煤的燃烧，不同种类煤质的化学组成及其燃烧特性相差很大，现有的燃烧理论和实用技术还不能完全预示其在炉内的燃烧性能和状况，通常需要进行专门的燃烧调整试验。也就是有目的有计划地选择对炉内燃烧工况有影响的若干个主要的可调参数，先根据经验设定几个不同的数值，按单因数轮换方式（又称网格法）进行逐一试验；也可根据数理统计学理论，采用正交设计法安排试验，逐一进行有关经济性、安全性和排烟特性数据等的全面测试。再对所得数据进行科学处理与分析比较，求得该锅炉对试验煤种的燃烧特性及不同负荷下的合理燃烧方式、控制方式和最佳运行参数等。（见锅炉燃烧调整试验）

运行中的燃烧调整　运行中的调整一般应以燃烧调整试验的结果为依据。由于锅炉的负荷、燃料量乃至燃料特性在运行中经常变化，所以燃料量、风量和燃烧器配风工况调整是日常运行中最频繁的燃烧调整工作。

燃料量与风量的调整　主要是根据锅炉负荷的变化增减燃料，同时通过送风机、引风机的调整，维持合理的燃料/风量比，即保持最佳的过量空气系数。空气是燃料燃烧的主要因素，过量空气增加，燃烧器出口风速加大，燃料的燃尽度可能提高，但排烟热损失要增大，烟气中氮氧化物（NO_x）的排放量也随之增多。风量过大或过小，还会影响燃料的着火，使燃烧稳定性降低，因此必须将过量空气系数调整在适当的水平上。一般要求的过量空气系数见表 1。

表 1　固态排渣炉的过量空气系数

煤　种	炉膛出口过量空气系数	省煤器入口烟气 CO_2 和 O_2 含量	
		CO_2（%）	O_2（%）
烟　煤	1.15～1.20	15.5	3.0～3.5
无烟煤	1.20～1.25	16	3.5～4
劣烟煤	1.20～1.25	16	3.5～4

燃烧器配风工况的调整　随着燃烧器结构的不同，其配风方式和调节的方法会有所不同。燃烧器通常会有一次风（热风或制粉系统的乏气与煤粉的混合物，油、气燃烧器无所谓一次风）、二次风（热风）和三次风（乏气送粉、直吹式和开式制粉系统无三次风）。有些特殊的燃烧器还有周界风、夹心风、顶部燃尽风和分级二次风（这两种是为降低 NO_x 而特别设置的），这些统称为二次风。另外还有在某一特定位置（如 U 形、W 形火焰炉）设置的三次风（实质为分级二次风）。对旋流燃烧器的二次风调节，蜗壳式旋流燃烧器可用入口的“舌形”挡板来调节其旋流强度，关小时，气流切向速度和旋转半径增加，旋流强度增大，反之减小；轴向可动叶轮式燃烧器可用改变叶轮的轴向位置，伸进或拉出来改变旋流强度；切向可调叶片式燃烧器可以改变切向叶片的角度来实现旋流强度的调节。风量的调节视燃烧器的结构不同而采用不同的调节方式，对旋流燃烧器的一次风以及直流式燃烧器的一、二次风，通常只能以风门挡板来进行调节。一般当煤的挥发分较低或燃烧性能较差，以及一次风温低时，一次风率与风速宜较低；当煤的燃烧性能较好、一次风温度高时，一次风率和风速则可大一些。中国的锅炉，对旋流式和直流式燃烧器常用的一次风率和一、二次风速见表 2。

表 2　煤粉燃烧器一次风率和一、二次风速的选择

项　目（煤　种）			无烟煤	贫煤	烟煤	褐煤
旋流燃烧器	一次风	风率（%）	12～25	20～30	25～40	20～45
		风速（m/s）	14～16	16～20	20～26	20～26
	二次风风速（m/s）		18～22	20～26	23～40	25～35
直流燃烧器	一次风	风率（%）	20～25		20～35	
		风速（m/s）	18～25		20～35	
	二次风风速（m/s）		28～55		40～60	

一般投运各燃烧器的燃料量和风量应尽量调整均匀，但有时为了调整燃烧中心、避免结渣、调节过热汽温或提高运行经济性、降低 NO_x 排放等原因，也常有意识地改变各燃烧器之间的风、粉分配比。如对墙式燃烧炉，采用增加中间位置燃烧器风粉量的“桥形送风”方式，对直流燃烧器组二次风量的分配，有所谓“正塔形”（上二次风小，下二次风大）或“倒塔形”（上二次风大，下二次风小）等配风方式，对贫煤及劣质烟煤，一般以上大下小为多见；烧烟

煤时，以上、下均匀分配较多采用；液态排渣炉为防止析铁，下排给粉量宜少，下二次风量宜适当加大。

燃烧器倾角及其组合方式也是运行调整要注意的问题，一般应以保护炉膛内热负荷均匀和保证汽温为主。

guolu ranshao tiaozheng shiyan

锅炉燃烧调整试验 (commissioning test of boiler combustion) 利用燃料的特性及锅炉的调节能力，调整燃烧的各种参数（如燃料量、配风参数等），使燃料在炉膛内能及时、完全、稳定和连续地燃烧，获得最佳燃烧工况（见锅炉燃烧调整）。根据试验内容和深度，可分为燃烧初调整和燃烧细调整。

试验目的 ①锅炉在最佳效率下运行，燃料及时着火、完全燃烧；②保证锅炉输出，锅炉出口蒸汽汽温、汽压和蒸发量正常稳定；③保证燃烧的安全稳定性，合理地组织燃烧，着火稳定、燃烧完全，炉膛温度和热负荷分布均匀，不结渣或结渣后可借助吹灰器清除；④防止受热面出现腐蚀、磨损、过热等问题；⑤提高燃烧效率，减少热损失；⑥降低燃烧污染物（粉尘、SO_2、氮氧化物 NO_x 等）的排放。

燃烧初调整 在新设备的初始投运阶段，锅炉燃烧、受热面上的积灰等尚未达到动态平衡，加上调试时间的局限、工况的不稳定性等因素，只能对影响锅炉运行各工况的主要参数进行测试，做出初步的调整。主要工作：①在不同锅炉负荷下通过调整炉膛出口过量空气系数来达到较低的排烟温度和飞灰含碳量；②燃烧器、大风箱的配风调整，使炉内火焰不冲刷水冷壁，遏制 NO_x、SO_3 的生成，进行火焰中心的调节等；③煤粉细度的调整；④燃烧器负荷分配与投停方式试验；⑤燃烧器摆角调节汽温试验或尾部烟气挡板调整试验；⑥炉内烟温分布和炉膛出口两侧烟温偏差调整；⑦通过混煤掺烧试验；⑧吹灰器特性试验；⑨磨煤机出力试验、给煤量与风量关系试验、煤粉分配均匀性试验等。

燃烧细调整 在燃烧初调整试验的基础上进行的专题燃烧调整试验。燃烧细调整通常在机组正常运行一段时间、工况基本稳定后进行，对锅炉进行有针对性的调整试验，如锅炉出力不足、炉内燃烧不稳定、火焰偏斜、排烟温度过高、水冷壁严重结渣或腐蚀等。通过燃烧细调整，可查明出现问题的原因及研究可行的改进措施，进一步提高锅炉经济性。

guolu shouremian chuihui

锅炉受热面吹灰 (soot blowing on the heating surface of boiler) 清除受热面上的积灰和结渣，维持受热面清洁，以保证锅炉安全经济运行的一种手段。燃料中不可燃的矿物质在炉内燃烧后成为灰渣，其中一部分沉积于下部渣槽内，大部细小的灰粒随烟气一起流动，可能沉积在锅炉受热面上，并逐渐增厚成为积灰层或结渣层，影响受热面的传热。如不及时吹掉，积灰和结渣将日益严重。暂时还没有防止黏结积灰的有效方法，唯一手段是采用吹灰装置定期吹灰。

吹灰装置的结构形式和种类很多，最常用的是喷嘴式，可分为简单喷嘴式、回转固定式、伸缩式及转动式几种。吹灰介质可利用过热蒸汽、饱和蒸汽、排污水、工业水及压缩空气。采用水和饱和蒸汽吹灰会导致部分水滴冲击或飞溅到管子上，使管子遭受侵蚀，以及因管壁温度发生剧烈的变化，影响管子的强度及工作可靠性，使用时应慎重，并严格遵守操作规程。在液态排渣炉膛中，使用水和蒸汽吹灰效果较好。在固态排渣煤粉锅炉中大多采用过热蒸汽或再热蒸汽作为吹灰介质，吹灰系统简单，并采用微机控制水力吹灰器进行炉膛水冷壁吹灰，效果较好。中小容量锅炉也可用压缩空气进行吹灰。对布置在锅炉水平烟道的受热面大多采用伸缩式长吹灰器，其结构较为复杂，维修工作量大。其他部位可采用伸缩式或固定式短吹灰器。大型锅炉的回转式空气预热器，一般设有蒸汽吹灰和水冲洗装置，当积灰严重时，可暂时停运（或检修时）进行清洗，但清洗后必须及时烘干，以免引起腐蚀。还有数种声波吹灰装置主要用于锅炉烟道吹灰。

大型锅炉的吹灰器，数量达 50～170 个，按烟气流向全部吹扫一遍需 5～6h，故普遍采用程序控制装置。吹灰次数取决于受热面积灰程度，还应根据运行中的各级烟温和汽温而定。20 世纪末已出现利用微机技术的吹灰优化自动控制系统，利用烟气和蒸汽温度的实时数据采集，通过微机计算出各部受热面的积灰系数，实现对吹灰器运行的优化控制。

向锅炉燃料中加入各类化学除渣剂，与燃料中的灰分产生一定的物理化学反应，形成较疏松而易被清除的灰渣，可达到减轻积灰结渣的目的。但这种化学除渣剂有不同程度的副作用，如引起受热面金属腐蚀等，且费用较高，应谨慎使用。

guolu shouya yuanjian qiangdu

锅炉受压元件强度 (strength of boiler pressurized parts) 在设计参数下锅炉受压元件得以长期安全工作的力学性能。

中国现行的计算方法是国家标准 GB 9222—2008《水管锅炉受压元件强度计算》。主要内容有材料及其许用应力，圆筒形元件的强度，凸形封头的强度，平端盖、平堵头、盖板的强度，孔的加强等。

材料及其许用应力 主要根据该元件的工作条件（温度和压力等）来选用材料。制造水管锅炉受压元件的材料应符合国家或部颁标准对有关锅炉钢材的规定。标准未列入的材料应符合《蒸汽锅炉安全监察规程》的有关规定。材料的许用应力按式 $[\sigma]=\eta[\sigma]_J$ 确定，式中 η 应根据元件结构特点和工作条件按标准规定选取；$[\sigma]_J$ 为基本许用应力，取以下三者中最小的 $[\sigma]_J \leqslant \sigma_b^{20}/2.7$、$[\sigma]_J \leqslant \sigma_s^t/1.5$、$[\sigma]_J \leqslant \sigma_D^t/1.5$；$\sigma_b^{20}$ 为材料在 20℃时抗拉强度；σ_s^t 为材料在使用温度下的条件屈服强度；σ_D^t 为材料在使用温度下的 105h 持久强度。

圆筒形元件的强度 圆筒形元件有锅筒、联箱、管子等。锅筒的理论计算壁厚公式为 $S_l=\dfrac{pD_i}{2\varphi_{min}[\sigma]-p}$；联箱筒体的理论计算壁厚公式为 $S_l=\dfrac{pD_{oi}}{2\varphi_{min}[\sigma]+p}$；管子的理论计算壁厚公式为 $S_l=\dfrac{pD_o}{2\varphi_h[\sigma]+p}$。它们的最小壁厚 $S_{min}=S_l+C$，式中 C 为附加壁厚。实际取用壁厚应为 $S \geqslant S_{min}$。式中 D_i 为内径；D_o 为外径；p 为内压；φ_{min} 为最小减弱系数；φ_h 为焊缝减弱系数。φ_{min} 需满足 $\varphi_{min}>[\varphi]$，对锅筒 $[\varphi]=$

$\frac{p(D_i+S_y)}{2[\sigma]S_y}$，对联箱$[\varphi]=\frac{p(D_o-S_y)}{2[\sigma]S_y}$，式中 $S_y=S-C$。在设计选取壁厚之后，许用压力［p］按下列条件校核，对锅筒$[p]=\frac{2\varphi_J[\sigma]\times S_y}{D_i+S_y}$，对联箱$[p]=\frac{2\varphi_J[\sigma]S_y}{D_o-S_y}$，对管子$[p]=\frac{2\varphi_J[\sigma]S_y}{D_o-S_y}$。当［$p$］$\geqslant p$ 时合格。

凸形封头的强度　椭球形封头和球形封头的理论计算壁厚为 $S_1=\frac{pD_iY}{2\varphi[\sigma]-p}$，最小壁厚 $S_{min}=S_1+C$，取用壁厚$S\geqslant S_{min}$。校核计算允许压力$[p]=\frac{2S_y[\sigma]\varphi}{YD_i+S_y}$，式中 $S_y=S-C$，Y 为凸形封头形状系数，φ 为凸形封头减弱系数，D_i 为凸形封头内径。

平端盖、平堵头、盖板的强度　圆形平端盖的最小设计壁厚为 $S_{lmin}=KD_i\sqrt{\frac{p}{[\sigma]}}$；圆形平堵头、圆形盖板或椭圆形盖板的最小设计壁厚为 $S_{lmin}=0.55KL\sqrt{\frac{p}{[\sigma]}}$，它们的取用壁厚 $S\geqslant S_{lmin}$。

校核许用压力　圆形平端盖$[p]=\left(\frac{S_l}{KD_i}\right)[\sigma]$；圆形平堵头、圆形盖板或椭圆形盖板$[p]=3.3\left(\frac{S_l}{KL}\right)^2[\sigma]$，式中 S_{lmin} 为最小需用壁厚；K 为与平端盖结构形式有关的系数；D_i 为连接处的联箱内径；p 为设计压力，L 为计算尺寸。

孔的加强　当锅筒筒体和联箱筒体的系数 $K\geqslant0.4$，且其上的开孔直径大于未加强孔的最大允许直径时，应按规定进行孔的加强计算和采取适当的加强措施。

guolu tingyun

锅炉停运 (boiler shutting down)

运行中的锅炉转变为停止向外供汽、炉膛熄火并逐步降压冷却的过程。锅炉停炉过程中应特别注意防止低负荷时因燃烧不稳而引起灭火爆炸，同时应尽可能使锅炉各部件缓慢均匀冷却，防止部件中产生过大的热应力而损坏。锅炉停运分正常停炉、故障停炉和紧急停炉三种情况。

正常停炉　为准备检修或外界负荷需求减少而进行的停炉。正常停炉的主要操作包括停炉前的准备、减负荷及停用燃烧器，以及锅炉熄火后的操作。单元机组通常采用滑参数停运。

停炉前的准备　进行一次全面的吹灰；对停炉过程中应投入的设备，如点火油枪、汽轮机旁路系统、直流锅炉的起动系统等进行全面检查；对燃煤炉应停止向煤仓上煤，对燃油炉应做好吹扫油枪及油管的准备。

减负荷及停用燃烧器　随着负荷降低，逐渐减少燃料量和风量，停用部分燃烧器或磨煤机，确保投用的燃烧器保持良好燃烧。当负荷降低至50%额定值时，为保持燃烧稳定，防止突然灭火或爆燃事故，应投运稳燃设备。在停用燃烧器时应注意使炉膛热负荷保持均匀，同时应尽可能将粉仓和制粉系统中的积粉烧完或吹净。待锅炉负荷和参数都足够低时，可切断燃料锅炉熄火。

锅炉熄火后的操作　熄火后应对锅炉吹扫5～10min后停运送风机和引风机，以排除炉膛内残存的可燃气体。回转式空气预热器的转动部件应继续转动直至进口烟温下降到200℃为止。为防止锅炉各部件因冷却速度太快而产生过大的热应力，在熄火后4～10h内应保持闷炉状态，然后逐步打开烟道挡板及炉膛各门、孔，进行自然通风冷却，同时可进行锅炉放水操作。如要加快锅炉的冷却，可起动引风机进行通风冷却。

滑参数停运　单元制机组通常采用滑参数停运方式，即锅炉逐步减弱燃烧、汽轮机调节汽阀全开；随着新蒸汽参数的降低，电负荷逐渐减小，直至机、电、炉全停。滑参数停用的特点是充分利用锅炉余热发电，利用温度逐渐降低的蒸汽使汽轮机部件比较均匀和较快地冷却，并缩短停机到开始检修的时间。滑参数停运的关键是控制好新蒸汽温度滑降的速度，一般为1℃/min左右，控制好汽轮机调节级处汽温比该处金属温度低20～50℃，蒸汽应有足够的过热度（约50℃），以免汽轮机后部的蒸汽湿度过大。自然循环锅炉在停炉过程中，一般也应注意缓慢降压，保持锅筒内工质的饱和温度下降速度不大于1～1.5℃/min，锅筒上、下金属壁温差不大于40℃，水循环应安全可靠等。

故障停炉　设备发生故障，如承压部件漏泄、过热器严重超温无法恢复正常、锅炉汽水品质严重恶化、严重结渣等，但尚能维持运行一段时间后的停炉。锅炉故障停炉采用逐步减负荷直至炉膛熄火，其步骤与正常停炉相同，但停炉速度要加快。

紧急停炉　因发生重大事故，如炉膛灭火、炉膛爆炸、大面积爆管、严重缺水或满水及其他危及设备和人身安全的事故等，必须立即进行的停炉。紧急停炉时应立即切断送入炉膛内的燃料；关闭锅炉出口的主汽阀，若汽压继续升高，则开启向空排汽阀；停止送风机，5min后视事故性质决定是否停止引风机（如属爆管事故，则引风机可不停）。自然循环锅炉紧急停炉时仍应注意保持锅筒内正常的水位（水冷壁爆管不能维持正常水位除外）和开启省煤器的再循环阀（省煤器爆管时除外）。停炉后在安全范围内，加强通风和加强进水、放水，实现锅炉快速的冷却。

guolu tongfeng shiyan

锅炉通风试验 (testing of boiler ventilation)

根据锅炉冷、热态下各路风量（一、二、三次风）动量比相等的模化理论，用锅炉冷态通风的方法近似地模拟其热态工况，从而检查炉内气流的流动状况。由于冷态通风无法模拟热态炉膛空间的温度梯度，且各点气流的密度和黏度有一定差异，所以锅炉冷态通风试验的结果只能作为锅炉燃烧调整的参考手段。

测风量元件标定校验　用标准毕托管或已经标定的测速管置于测量元件附近的风道内，在正常运行风量范围内的三个不同通风量下测量动压值，并与风量测量元件的动压值进行比较。所获取的三个算术平均值与制造厂提供的系数的偏差控制在±5%范围内。

一次风调平试验　用标准毕托管或已经标定的测速管置于一次风管道内，在正常运行一次风量范围内的三个不同一次风量下测量同一层一次风管内的风速，调节可调缩孔（或节流圈）使风速均匀，同层一次风管内的风速与它们的平均值的偏差控制在±5%范围内。

燃烧器风门挡板开度检查　确认风门挡板或调节叶片、调风器的轴端刻度、就地指示、计算机指令及反馈信号与实际位置一致，偏差应控制在±5%之内。

燃烧器挡板调节特性检查　在同层小风门固定某一开度的三个不同的风箱/炉膛差压下测量同层风速。由于风门挡板前后的直管段很短，通常只能使用标准毕托管测量。小风门风速与同层的平均风速的偏差控制在±5%范围内。

炉内气流对称及充满度检查　将一、二次风量调整至额定工况后进行检查。对于采用切向燃烧方式的锅炉，应沿炉膛断面宽度和深度方向的轴线测出最大切向速度点的位置，连线得到切圆，判别圆心的居中状况和气流轨迹的对称性，以及切圆边缘至炉膛的最近距离；对于采用对冲燃烧方式的锅炉，利用转杯式风速仪及飘带示踪法对各层燃烧器喷口及炉膛区域气流分布情况进行检测，测量各层燃烧器喷口扩散角的大小和回流区域位置，观察示踪飘带是否出现明显气流刷墙现象。

水平烟道气流分布不均匀系数测定　通常在后屏过热器出口或后屏再热器的出口水平通道内、额定工况下进行测试。从左至右划分等距间隔，用热线风速仪测量风速，以均方根误差计算气流分布不均匀性系数 δ。$\delta \leqslant 0.15$ 气流分布优良；$0.15 < \delta \leqslant 0.25$ 气流分布合格；$\delta > 0.25$ 气流分布不合格。

各种炉型空气动力场结果判断　主要内容：①四角切圆燃烧：切圆直径大时，火焰中心接近一次风喷口，对煤粉点燃着火有利；旋转动量增大、扰动强烈，对煤粉的燃尽有利；气流在炉膛的充满度大，炉膛利用率高，对水冷壁四周热负荷均匀，传热效果得到加强。但切圆直径过大会使燃烧器射流轨迹更靠近水冷壁，熔化的煤粉粒子受到各种力的作用靠近甚至撞击到水冷壁，导致该区域的高温腐蚀和结渣；火炬的旋转动量较高，使炉膛出口残余扭转较大，出口速度场分布不均，左、右侧烟温偏差增大，使过热器、再热器管屏受热不均甚至超温。②前后墙对冲燃烧：扩散角应小于150°。扩散角过大易造成"飞边"现象（喷出气流紧贴水冷壁面）和过大的开式中心回流区，使燃烧不稳定，并容易导致喷口烧损和喷嘴周围的水冷壁结渣。喷口周向气流速度不均对燃烧同样不利，速度高的区域着火推迟，会使不完全燃烧损失增加，速度低的区域着火过早，易烧坏燃烧器喷口和结渣。③双拱燃烧"W"形火焰炉膛：气流穿透深度数值大，表明一次风穿透深度越大，火焰行程越长，但气流穿透深度数值过大，可能导致一次风气流冲到冷灰斗底部而造成该处结渣或发生气流贴墙现象；气流穿透深度数值小，表明一次风气流没有足够下冲就离开下炉膛，会造成"短路"，使下炉膛内气流充满度减小，火焰中心上移，引起过热器、再热器超温。

guolu waihuban

锅炉外护板　(boiler outer casing)　装设在锅炉炉墙外壁的金属板。用来保护锅炉炉墙不受风雨侵蚀，增加锅炉外观整洁。

一般用镀锌薄铁板或铝板制造，外观明亮，不需刷油漆，使用寿命较长。外护板做成波纹状或梯形状，以增加本身的刚度和美观。它依锅炉刚性梁分段，通过弯板固定在刚性梁上，插入弯板槽内，上下部分都是活动的，上部还需留出间隙，以吸收刚性梁和外护板之间的膨胀差。外护板所用弯板件采用自攻螺钉固定，相互间的连接采用拉铆钉或自攻螺钉。每块高度超过3m时，在其中部增加一支撑点，以防止向外鼓出。

guolu xitong qiangdu

锅炉系统强度　(strength of boiler system)　主要由热应力引起的锅炉各构件间相互作用所产生的强度问题。锅炉系统强度通常不能依靠增加壁厚来解决，相反要以增加挠性才能解决。

进行锅炉系统强度计算的首要条件是，必须对锅炉人为地设置膨胀零点（见锅炉膨胀中心），以便于计算出各种工况下锅炉各计算点的热膨胀位移值。

锅炉系统强度计算的步骤大体可分为下述几步：①根据实际结构，将欲分析的部分从实际结构中划分出来，以形成一个具有明确边界条件（位移或受力）的计算系统；②对该系统进行合理简化，抽象出满足计算机程序要求的力学模型并确定其边界条件；③根据计算程序的要求，将系统的几何、物理、力学特性填入规定的表格，组成上机计算的数据文件；④将数据文件输入计算机并上机计算；⑤将计算结果按应力类型分别整理并按强度条件校核。

锅炉中处处存在系统强度问题，特别是大容量锅炉必须进行系统应力分析，并最终落实到各锅炉构件的强度考核上。通常进行锅炉本体与主要连接管道、锅炉管系、炉顶管系、炉膛壁面、悬吊屏变形五类系统应力分析。

锅炉本体与主要连接管道的分析　锅炉范围处主要连接管道有过热器出口管道、再热器入口管道、再热器出口管道和省煤器给水管道，这些管道由电力设计单位负责设计。在计算这些管道时，必须由锅炉制造厂提供管道接口处的位移边界条件和所能承受的力与力矩的范围。位移边界条件是以锅炉膨胀中心为零点，根据距离和温度计算得出的，有 Δx、Δy、Δz 三向位移，而角位移通常限制为零。接口处所能承受的力与力矩则是根据锅炉的型式和尺寸以经验公式的形式给出的。若这些管道对接口处的作用力和力矩，计算结果超过允许范围，则必须通过改变管道走向增加挠性予以降低，直到满足要求为止。锅炉制造厂根据电厂设计单位反馈回来的力，连同联箱、伸出炉膛外部的管子以及联箱的支吊架共同组成一个受力体系进行校核计算，确认其是否满足强度条件。一般只要满足了力的条件，则强度均可通过。

锅炉管系的应力分析　锅炉主要由管系构成，这些管系在内压、温度和外力作用下其受力状态很复杂。进行应力分析的要点在于，以一个边界条件清楚的系统作为研究对象，建立计算模型。在这些管系中集中下降管最为典型的。锅筒锅炉的集中下降管均为直径较粗，壁厚较厚的管子，对控制循环锅炉，为了改善水循环特性，要安装数台控制循环泵；对于自然循环锅炉，要在集中下降管底部引出若干根直径较小的分配管接到水冷壁下联箱，所以管系都是很复杂的。载荷有重力、内压、膨胀力、地震力（在地震区）和风力（露天布置）等。在一次应力作用下要检查壁厚强度是否足够，在二次应力作用下要检查是否具有足够的挠性，在风与地震力作用下要检查导向点设计是否合理，还要检查峰值应力是

否满足疲劳寿命。自然循环锅炉还要设计出合理的分配管支吊装置。

炉顶管系的应力分析　由于顶棚管、炉顶穿出管排与联箱间在运行工况下存在着温度差异，沿炉膛宽度方向将引起联箱下的穿出管排承受温度应力。因此要通过计算检查炉顶穿出管排是否有足够的挠性来吸收过大的应力。计算分三个步骤：①按导向悬臂梁模型初选联箱在顶棚以上的高度；②按单个管排计算管子的应力；③连同联箱、吊挂装置和管子一起计算。由于管子根数甚多，常采用当量法用一组管子代替几何形状完全相同的管子，其相似条件是刚性相同和应力增强系数相同。

炉膛壁面的应力分析　根据刚性梁的布置情况来校核水冷壁管和包墙管的强度条件。刚性梁是用来加强水冷壁和包墙管以共同抵抗炉膛爆炸力的。炉膛要求刚性梁本身有足够的强度和刚度，以保证水冷壁管和包墙管能正常工作。为此应先按炉膛压力和水冷壁、包墙管的管径、壁厚、节距，初算并一次选取刚性梁的间距，以便布置刚性梁。再将布置好的刚性梁为弹性支点，将水冷壁管或包墙管置于其上，按弹性支座连续梁的模型来计算管子的应力，以校验是否满足强度条件。

悬吊屏变形分析　大容量锅炉的炉膛上部出口处常布置有垂直屏片。在不均匀温度作用下，这些屏片会出现各种热变形，需要计算出它们的热变形值。为此首先要了解组成屏各圈管子各段的温度、材质，然后再将这些数据标在计算简图上。先计算各管圈下端的垂直和水平位移值，再计算组合成屏的下端的垂直与水平位移，再按管屏的变形曲线计算出管屏垂直方向需要计算点的水平与垂直位移。

guolu xingneng shiyan

锅炉性能试验

(boiler performance test)　锅炉机组及其主要辅机系统经过适当调整并在规定的工况下稳定运行时，通过必要的测试与计算而求得机组性能指标的试验。以此求得的实际运行性能指标可用于对机组进行考核或检验设计性能，指导机组的安全、经济和低污染排放运行，或作为设备改进与新型机组定型生产的依据。

试验分类　见机组性能试验。

试验项目　锅炉性能试验的项目主要有：①锅炉效率，一般为在100%、75%、50%的额定负荷下，燃用规定燃料时的热效率；②锅炉最大连续蒸发量，即锅炉在额定的蒸汽参数、给水温度和燃用设计燃料时，能安全连续运行的最大蒸发量；③锅炉最低稳燃负荷，即锅炉长期稳定燃烧所能维持的最低蒸发量，对于燃煤锅炉，为不必用油（或气体燃料）助燃的最低稳定燃烧蒸发量；④汽水品质，在额定工况下或不同负荷、不同锅筒水位及压力等工况下的汽水品质特性；⑤汽水系统阻力特性；⑥空气预热器漏风（以漏风率或漏风系数表示）；⑦烟风道静压差；⑧过热器、再热器温度特性（在考核试验中只考察其在保证的负荷范围内能否以预定的调温方式达到额定的蒸汽温度，在鉴定试验时则必须详细测定过热汽温、再热汽温随负荷的变化特性、调温特性、管壁温度和热偏差等）；⑨水循环特性（一般只在鉴定试验中进行）；⑩煤粉制备系统主要特性参数，包括磨煤机出力、磨煤耗电量、磨煤机通风量和煤粉细度；⑪除尘器效率；⑫锅炉排烟中NO_x、SO_2和粉尘含量。

试验方法　世界上主要工业国家都对锅炉机组的性能试验制定了各自的标准或规程。美国机械工程师协会（ASME）最早于1915年制定了《固定式锅炉机组试验规程》，几经修订为ASME PTC4.1—1979《锅炉机组性能试验规程》；德国有DIN 1942—1979《蒸汽锅炉验收试验规程》；英国有BS 2885—1974《固定式电站蒸汽发生装置验收试验规程》；日本有JIS/B 8222—1975《陆用锅炉热平衡计算方法》；苏联虽无国家标准，但有《锅炉设备热工试验》一书，类似于标准方法。中国于1988年颁布并实施了国家标准GB 10184—1988《电站锅炉性能试验规程》。性能试验根据不同的目的和要求而采用不同的标准方法进行，对于涉外的引进机组或按引进技术制造的机组，按机组建设合同的规定选用试验标准。使用较多的是美国ASME标准，其次是德国DIN标准，除此而外，均按GB 10184—1988进行。其他单项试验，如烟尘测试等，可按相关标准进行。

锅炉效率　锅炉性能试验的主要项目之一。可分为输入/输出法和热损失法两种。输入输出法又称正平衡法，测量进入锅炉的燃料量及其热值等，求得一定时间内输入锅炉的热量，同时测量锅炉产生蒸汽量及其从给水进入锅炉到产生蒸汽所带走的热量，即锅炉输出的热量，输出与输入热量之比即为锅炉效率。该方法应用于小型工业锅炉，用于电厂锅炉时因不易测准输入热量而误差比较大，而且因未测定锅炉的各项热损失，难以分析造成各项热损失大小的原因，故电厂锅炉普遍采用热损失法。

热损失法又称反平衡法，通过试验测量求得各项热损失而确定锅炉效率。该方法被各国标准普遍采用，虽出于同一原理，但在计算基准、测算项目和某些常数或变量的取值方面，相互间尚有一定的差别。

计算基准　锅炉热效率的表示有两种：一种以燃料的低位发热量为基础，如中国、德国和苏联的计算标准；另一种以燃料的高位发热量为基础，如美国和法国的计算标准；日本标准规定原则上采用低位发热量，但也可采用高位发热量。这两种热效率之间可通过高、低位发热量进行换算。

效率修正　燃用燃料的特性、进风温度和运行工况的变化对锅炉效率有较大影响，在效率试验时，这些因素又无法保持与设计条件完全相同。为了使试验所得效率能与设计值（或保证值）相比较，或与其他锅炉的效率相比较，必须对试验所得效率进行修正，即将其换算成规定（或设计）条件下的效率值。其中最重要的是对进风温度和燃料发热量的修正，有时还需对燃料水分、给水温度等进行修正。

guolu yichang yunxing

锅炉异常运行

(boiler abnormal operation)　锅炉在偏离设计和正常的工况参数下的运行。异常运行一般会使燃烧工况恶化，经济性降低，各项参数偏离设计值，并可能伴随发生严重的沾污、积灰、结渣，水冷壁结垢，水动力恶化，受热面氧化皮脱落，受热面超温，高温烟气腐蚀、低温烟气腐蚀及液态排渣炉析铁等情况。持续异常工况运行，将导致锅炉频繁地故障或被迫停炉，使运行周期缩短，事故停用时数增加。沾污和结渣等异常运行还会使对流受热面换热工况失常，造成过热和再热汽温、排烟温度偏离设计要

求。锅炉异常运行工况如长期不能消除，则最终造成其热经济性下降，安全性和可用率降低。

通常造成锅炉异常运行的原因有：锅炉容积和断面热负荷强度设计取值偏高；炉膛（燃烧室）、燃烧器和受热面设计布置失当；实际燃用煤种与设计不符及煤质波动幅度过大；运行操作和调整中风煤比及配风方式不当；煤粉细度不符要求等。另外，锅炉汽温调节方式如摆动燃烧器、烟道挡板和烟气再循环的选择及运用不当，偶尔也会使炉内工况异常和参数失控。此外由于辅机故障，预热器堵灰，烟、风道及有关设备漏风过大引起缺风运行，过热器、再热器选用钢材不当或受热面受燃烧方式影响而局部超温等也会造成锅炉异常运行。

锅炉异常运行工况的发生与发展大多是取决于燃料品种和特性、锅炉选型、燃烧设备结构因素、锅炉容量大小以及运行方式等。对于某一煤种沾污和结渣性能的判定方法已发展到综合判定阶段。同时鉴于大容量机组中曾出现频发性结渣问题，锅炉设计部门均已在燃烧室热负荷强度取值及结构设计上采取措施，确保锅炉在“无结渣工况”下运行。对于发生沾污、结渣的既有设备问题，也存在运行控制失当问题，一般应先调整运行方式，进而再考虑进行燃烧设备改造。执行稳定的燃煤调运计划，使燃用的煤种固定，是消除严重沾污和结渣等异常运行工况的前提条件。

guolu yong kangyanghuagang

锅炉用抗氧化钢 (oxidization-resistant steel for boiler)

锅炉内与火焰及烟气直接接触的而不能用水冷却的高合金钢吊挂、卡具、吹灰器及燃烧器等构件用钢的总称，为合金钢按用途分类的名称，在火电厂俗称锅炉用耐热合金，属高合金钢。这些构件在1000℃左右下长期工作，要求所用钢材有优良的高温抗氧化性能、耐烟气腐蚀及高的热强性能。以铁为基，通常合金元素的含量达20%以上。其组织多为铁素体或奥氏体。常用的锅炉炉用耐热合金钢的钢号、特性及其用途列于表中。

常用锅炉用抗氧化钢钢号表

钢　号	主　要　特　点	用　途
1Cr25Ti	铁素体钢，具有良好的抗氧化性和抗硫腐蚀性	工作温度≤1000℃的锅炉吊挂及吹灰器等低应力构件
3Cr18Mn12Si2N（旧牌号） 26Cr18Mn12Si2N（新牌号）	奥氏体钢，有较好的抗氧化性、抗硫腐蚀性和抗渗碳性，有时效脆性，但高温下韧性仍较好，焊接性能好	工作温度≤950℃的锅炉吊挂
2Cr20Mn9Ni2Si2N（旧牌号） 22Cr20Mn9Ni2Si2N（新牌号）	奥氏体钢，有较好的抗氧化性、抗渗碳性和抗热疲劳性能，有时效脆性，有冷加工硬化倾向	工作温度≤1000℃的锅炉吊挂
2Mn18Al5SiMoTi	双相型耐热钢，抗氧化性较好，在含硫气氛中有较好的耐蚀性，可进行冷冲压成型、冷剪，焊接性能尚可	工作温度≤850℃锅炉吊挂
1Cr20Ni14Si2（旧牌号） 16Cr20Ni14Si2（新牌号）	奥氏体钢，有良好的抗氧化性、焊接性较好	工作温度≤1000℃的吊挂、炉用构件
1Cr25Ni20Si2	奥氏体钢，有良好的抗氧化性	工作温度≤1100℃的吊挂、炉用耐热构件

guolu zhengfa xitong

锅炉蒸发系统 (boiler evaporating system)

将工质加热至产生蒸汽的受热面及其连接管路的总合。因工质在蒸发系统中流动的主推动力来源的不同，一般分为自然循环、控制（或称辅助）循环和直流三种基本形式。自然循环靠下降管与上升管间工质密度差来推动水循环；控制循环是在下降管和上升管之间串接循环泵用以辅助水循环并使工质做强制流动；直流靠给水泵扬程使工质在蒸发系统内做一次强制性流动。

自然循环蒸发系统　由锅筒、下降管、上升管（又称水冷壁）和汽水引入管组成的闭合循环回路。由一根下降管与一个管屏连接而成的单独回路称简单回路，否则为复杂回路。在上升管内水受热蒸发，形成汽水混合物进入锅筒并在其中进行汽水分离，分离出来的饱和蒸汽由引出管进入过热器，水则与省煤器来水混合后又经下降管再进入上升管继续循环。对自然循环蒸发系统要求保持上升管中有一定的工质循环流速 ω_0，合适的循环倍率 K，不出现停滞、倒流等循环故障，保证管屏不发生传热恶化现象。一般要求下降管与上升管、汽水引入管与上升管均维持较大截面比，尽量采用简单回路。（见自然循环锅炉）

直流蒸发系统　由连接管道、管屏、混合器（分配器）等组成。进口为水，出口为蒸汽，中间可能有一、二次混合，无工质再循环。通常按传热恶化、壁温、水动力特性（如脉动、多值性等）及热偏差等条件确定工质质量流速、管屏焓增、管子入口处节流圈孔径等。广泛采用的直流蒸发系统管屏有垂直上升（一次或多次）、垂直或水平回带、水平围绕三种基本型式及其组合型式，如下部水平围绕上部为一次上升，下部多次上升上部一次上升等。（见直流锅炉水冷壁管屏）

控制循环蒸发系统　按结构及运行特点，可分为带锅筒的辅助循环、低循环倍率及复合循环三种型式。系统中都带有循环泵。（见控制循环锅炉）

辅助循环蒸发系统　由锅筒、下降管、泵吸入管、循环泵、排水管、分配包（装设节流圈）、管屏、汽水引入管及管道阀门组成。循环泵为低压头大流量单级离心泵，用来提高回路压头，克服系统阻力。上升管入口装设节流圈，其孔径的选择应适合管子吸热情况，并能合理分配上升管的工质流量，保证循环可靠及防止传热恶化。进入循环泵的炉水应具有一定过冷度，以防止汽蚀。辅助循环较自然循环可采用较小直径的上升管及下降管，锅筒直径及长度相对可小一些。

低循环倍率蒸发系统　由带汽水分离器的直流锅炉发展

成的一种蒸发系统，由混合器、过滤器、循环泵、分配器、节流圈、管屏、分离器及阀门组成。其特点为循环倍率小（1.2～2.0），用一个或数个较小直径（内径800mm左右）的立式分离器代替锅筒，给水经省煤器进入分离器下方的混合器。多用于亚临界压力锅炉。

复合循环蒸发系统　由混合球、再循环管、循环泵、节流圈、管屏及阀门组成，多用于超临界压力锅炉。高负荷（65%额定负荷以上）时按直流方式运行，低负荷时循环泵投入。由于工质做再循环，保持受热面管中有足够高的工质流速，这样水冷壁管径可设计得较大，可在很低负荷（10%额定负荷）下可靠运行。按循环泵与给水泵的连接方式分串联及并联两种，串联式应用较广。省煤器来水先进入混合球，经循环泵送至水冷壁，水冷壁出口工质一分为二，蒸汽进过热器，水则经循环管路进混合球，与给水混合后由循环泵再送进水冷壁。直流工况时，水冷壁出口工质全部进入过热器，再循环管路断开。

guolu zuidi wenran fuhe

锅炉最低稳燃负荷　（boiler minimum load for stable combustion）　在不借助辅助燃料能够连续稳定燃烧所提供的最低蒸发量。对燃煤锅炉来说，为不投油或气体燃料助燃而能连续稳定燃烧的最低蒸发量（通常用额定负荷的百分数表示）。当锅炉负荷低于最低稳燃负荷时，炉膛内火焰温度降低，将会出现火焰不稳定甚至灭火的现象。锅炉最低稳燃负荷的高、低，对锅炉安全和经济运行有很大影响，是满足电网负荷变化并实现经济调度，节约助燃用油（或气）的重要运行特性之一，对于调峰机组尤为重要。

锅炉的最低稳燃负荷应通过试验确定。可采取停用部分燃烧器的方法，减少送入炉内的燃料量和空气量，按5%～10%额定负荷的幅度逐渐降低负荷，直到出现炉内燃烧不够稳定现象的高一级负荷为止，或按照制造厂及有关协议的规定，到保证的最低稳燃负荷为止。每级负荷下保持稳定运行15～30min，在最低一级稳燃负荷下，必须连续稳定运行2h以上，并详细检查燃烧工况，以便确认该负荷下的燃烧稳定性。有时为了进一步检验最低负荷下燃烧的稳定性，可采用短时间的给粉量扰动或短时间减少15%～20%的给水量来进行燃烧稳定性的校核。如由于这些短时间的扰动而出现火焰不稳定现象，则最低稳燃负荷就应定为较该负荷升高一级的负荷。

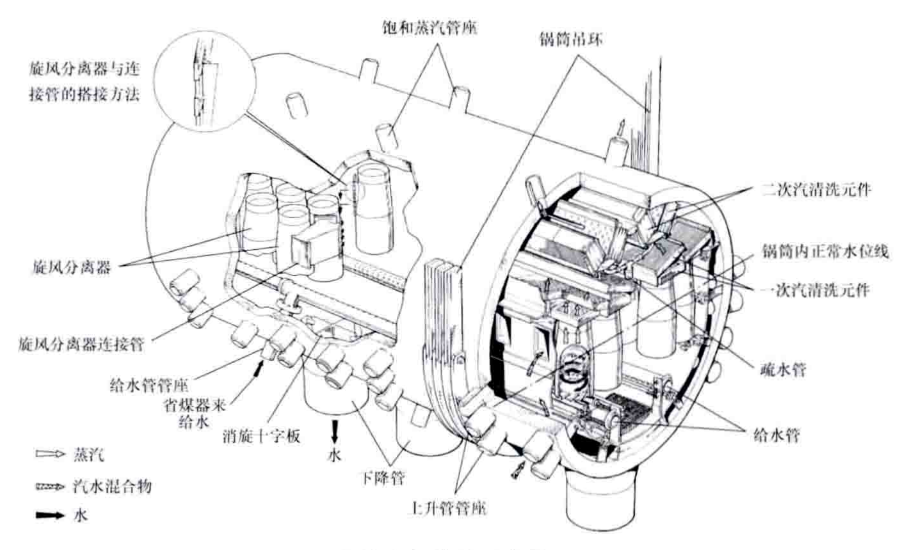
随着燃料的性质、锅炉燃烧设备的结构及设计与运行方式的不同，各种锅炉的最低稳燃负荷有很大的差别。燃用褐煤、烟煤的固态排渣锅炉，一般为额定负荷的25%～50%；燃用劣质烟煤、贫煤、无烟煤的固态排渣炉，约为额定负荷的50%～75%；单室液态排渣炉的临界负荷约为额定负荷的70%，双室的可到50%～60%；旋风炉可低到25%～35%。由于各台锅炉的热工自控设备及运行维护人员的技术水平，乃至电厂技术管理水平的不同，锅炉实际可供调度的最低负荷，往往会高于上述数值和试验得到的数值。

锅炉最低负荷运行应注意：①低负荷期间尽量燃用挥发分较高的煤种，稳定锅炉燃烧。②加减负荷时应缓慢，及时调整风量。③启停制粉系统时要操作缓慢，减少对燃烧工况的影响。④燃烧不稳定时及时投入油枪（或气）稳燃。

guotong

锅筒　（drum）　水管锅炉中用以进行汽水分离和蒸汽净化，组成水循环回路并蓄存锅水的筒形压力容器，又称汽包。主要作用为接纳省煤器来水，进行汽水分离和向循环回路供水，向过热器输送饱和蒸汽。锅筒中存有一定水量，可以储存一定的热量及工质，在工况变动时可减缓汽压变化速度，当给水与负荷短时间不协调时起一定的缓冲作用。锅筒中装有内部装置，以进行汽水分离、蒸汽清洗、锅内加药、连续排污，借以保证蒸汽品质，见图。

锅筒是锅炉中最笨重且价格昂贵的厚壁承压部件。锅筒不但承受很高的内压，而且由于运行工况变化，还会由于壁



锅筒内部装置示意图

温的波动产生热应力，因而工作条件恶劣，需进行有效的运行工况监督。

结构和材料　锅筒工作条件复杂，出现事故的后果严重，必须严格控制锅筒所用材料的化学成分、机械性能和焊接与加工工艺质量，并经过一系列的严格检验。锅筒由筒体和封头构成。

（1）筒体。指锅筒的圆筒部分，它的内径和长度与循环方式、锅炉容量、蒸汽参数及内部设备结构形式有关。锅筒筒体通常在多辊筒卷板机上卷制而成。亚临界压力锅炉锅筒筒壁太厚，需在巨型压力机上压制。

（2）封头。亚临界压力锅炉常为半球形，高压、超高压锅炉常为椭球形，中压锅炉为较扁的椭球形。封头上设有人孔，以便安装和检修内部装置。封头在水压机或油压机上压制成型。

各种参数锅炉常用锅筒尺寸及材料见表。

各种参数锅炉常用锅筒尺寸及材料

压力	中压	高压	超高压	亚临界
内径（mm）	1400～1600	1600	1600～1800	1700～1800
壁厚（mm）	46	90～100	100～120	140～200
材质	碳钢	C-Mn 钢	Mn-Ni-Mo 钢 Mn-Mo-V 钢	C-Mn 钢 Mn-Ni-Mo 钢

工况监督　在锅炉起停过程中，锅筒上下壁及内外壁之间均有一定温差，产生热应力，特别是高参数锅炉锅筒壁很厚，锅筒往往成为限制起动速度的主要部件，因此必须对锅筒内外壁上下壁温差进行测量并加强监督。

（1）上下壁温差。自然循环锅炉运行和起停过程中，由于锅筒内汽和水对筒壁放热的差异，起动时上半部壁温低于下半部，停炉时则相反，一般规定上下壁温差应小于或等于50℃。现代大型锅炉有的在锅筒内周设置汽侧夹层，使下半部筒壁与汽水混合物接触，上下壁温差将大为减小。

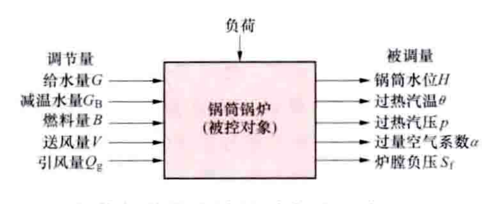
（2）内外壁温差。锅炉起动过程中，锅筒内工质温度不断升高，因而内壁温度高于外壁，产生热应力 $\sigma_0=0.245\mathrm{d}t/\mathrm{d}\tau S^2$，MPa，式中 $\mathrm{d}t/\mathrm{d}\tau$ 为升温速度，℃/h；S 为锅筒壁厚，mm。

通常限制锅炉的锅筒内工质升温速度为1～2℃/min。

guotong guolu moniliang kongzhi xitong

锅筒锅炉模拟量控制系统　（modulation control system of drum type boiler）　使锅筒锅炉适应负荷需要，同时维持锅炉安全、经济运行的控制系统。它的主要任务是使反映锅炉运行情况的有关参数，如锅筒水位、过热蒸汽压力、温度、再热蒸汽温度、炉膛负压、烟气含氧量等，保持在允许的数值范围内变化。

锅筒锅炉作为被控对象的示意如图所示。锅筒锅炉是一个多输入、多输出且相互关联的复杂对象，需要控制多个被调量，相应地有多调节量。而每个调节量的改变实际上都要影响到几个被调量。因此，锅筒锅炉的自动控制系统应在负荷要求改变时，使各调节量协调变化；而当负荷要求和其他工作条件不变时使各调节量自动保持适当的数值，从而保证各被调量基本上等于希望的数值。锅筒锅炉模拟量控制系统是复杂的多变量控制系统。根据锅筒锅炉的结构和运行特点，可组成几个相对独立的自动控制系统，主要有：①以给水量为调节量，以锅筒水位为被调量的给水控制系统；②以减温水量为调节量，以过热汽温为被调量的汽温控制系统；③以燃料量、送风量、引风量为调节量（这三个调节量必须适当配合，才能保证正常燃烧），以主蒸汽压力（或设定负荷）、燃烧过量空气系数（或烟气含氧量）、炉膛负压为被调量的燃烧控制系统。这几个控制系统之间也存在关联。



锅筒锅炉作为被控对象的示意图

guotong yonggang

锅筒用钢　（steel for boiler drum）　用于制造锅炉锅筒（又称汽包）用的钢板，是按用途分类的名称。由于亚临界、高压锅炉锅筒压力高，均为厚钢板或特厚钢板制成，并在热轧和热处理状态下使用。选择合适的锅筒用钢的主要原则是需满足锅筒的工作条件以及对其制造和运行的特殊要求。大型锅炉锅筒的金属工作温度一般为370℃左右及以下温度，主要承受内压应力并有水和蒸汽介质的腐蚀，在制造时需经卷板、焊接、热处理等加工工序；锅筒又是电站锅炉中壁厚最大的压力容器构件，壁上开有大量的管孔，又承受较大的热应力，是限制锅炉起停速度的主要构件，并需在运行中防止其脆性破坏及低周疲劳破坏。为此，对锅筒用钢除应满足钢质纯净及表面质量等锅炉钢的共性要求外，尚应具备：①足够的常温及中温强度，尽量减少筒体壁厚。②良好的工艺性能如卷板及焊接等，即要求在保证强度的前提下尽量减少钢中含碳量和合金元素量。③良好的塑性和韧性，要求其延伸率 A 不小于18%，夏比V形缺口标准冲击试样室温冲击功不小于27J。④时效敏感性要小，由于锅筒的工作条件应变时效敏感区内，较小的时效敏感性可使锅筒在运行中不致因冲击韧性下降而造成脆性破坏。具体要求是对标准V形缺口试样应变时效后的室温冲击韧性值不小于29J/cm²。⑤较低的缺口敏感性、较高的断裂韧度及良好的抗低周疲劳性能。这方面，良好的塑性和韧性也为此提供了保证。

低碳钢和低碳低合金钢可作为锅筒用钢。由于决定锅筒壁厚的设计许用应力的主要指标是钢的屈服强度，可按不同强度等级将锅筒钢分类以适应不同容量的锅炉的需要。屈服强度为225～245MPa，主要为碳钢板如Q245R，可用于中、小容量锅炉锅筒；屈服强度大于294MPa，主要为碳锰钢，如中国的Q345R、美国ASME的SA299、德国的19Mn6以及日本的SB46B等；屈服强度大于343MPa，主要为锰镍钼钢板，如中国的13MnNiCrMoNbg、俄罗斯的16ГНМ、德国的BHW35（13MnNiMoNb、DIWA353）等。后两类可用于中、大容量锅炉锅筒。中国亚临界压力锅炉锅筒的常用钢板为SA299或BHW35，在相同设计参数下，两者壁厚分别为203mm和147mm。锅筒用钢也在不断发展中，如20世纪90年代美国ASME已将德国开发的用于主给水管的15NiCuMoNb5钢（WB36）接受为锅筒用钢，该钢由于强度高，可减小亚临界参数机组的锅炉锅筒壁厚。

guocheng kongzhi caijizhan

过程控制采集站　（process control and acquisition station）　控制站和数据采集站的总称，也称为过程站。控制站是分散控制系统（DCS）过程控制级中的一种站，用以实现对工业生产过程的直接数字控制。控制站可以独立工作，也可与数据公路连接组成多级监控系统。数据采集站是计算机监视系统或DCS过程控制级中的一种站，用于大批量的运行参数或实验数据的采集，将其进行适当的转换和处理。数据采集站可以独立工作，也可以与数据公路连接组成多级监控系统。应用中的远程控制站指包含运行控制和调节设备并布置在现场的控制站。

组成　过程控制采集站由控制器、通信网络和过程输入/输出模件、接口模件、电源、安装机柜及机械附件等组成。

功能　过程控制采集站的功能主要有采集控制、通信管理和安全管理三个方面，具体包括：①实时数据输入/输出与处理，包括过程信号回路电气隔离、抗电磁干扰措施、模/

数/模转换、电压转换、贴加时间标签、非线性校正、补偿运算、工程单位转换、量程及设定点设置、累积量及其他二次计算等。②实时过程控制，由控制器和智能模件执行，包括系统开环/闭环控制、连锁保护等功能。③通信管理与接口，包括与上级网络的通信、与专用控制仪表或设备及其他供货商的控制系统的接口、与就地调试或操作显示终端的接口。④系统管理、测试与诊断，对系统设备资源进行管理、在线实时监视、诊断并设置报警。⑤设备监测与报警输出，对所监测与控制的回路、过程仪表和设备进行实时状态监视并设置报警输出。⑥冗余设置与切换，对控制器、输入/输出模件、电源、接口和总线等根据设计和运行要求进行冗余设置，并在工作部件故障时进行冗余切换。

类型 根据工艺系统的规模及完成的任务，在使用时可分为集中控制器型与分散控制器型两种类型。根据所监测与控制的过程对象或工艺系统的形式还有通用型和专用型之分。对于简单工艺系统，控制系统只采用一个过程控制采集站即可完成控制任务，在结构上只有一个单个的或冗余的主控制器。对于复杂的工艺系统或从安全上要求控制功能分散的系统，则需由多个过程控制采集站分别完成不同的功能并采用网络连接以实现数据共享，即以 DCS 的结构连接各过程控制采集站。对于一般的工艺过程，通用型过程控制采集站可以满足使用要求。对于一些特殊的具有很高速度响应和可靠性要求的，则需专用过程控制采集站，如汽轮机控制和保护系统。

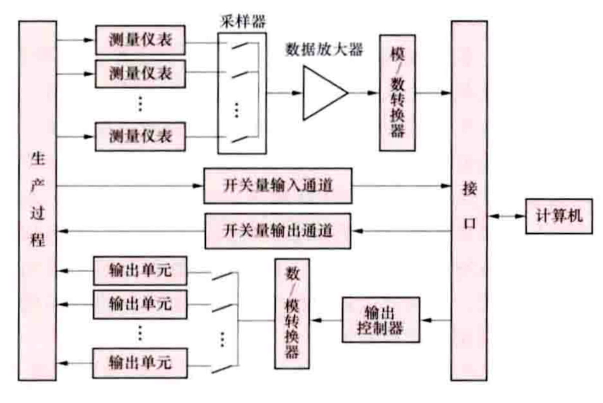
主要技术指标 主要技术指标包括控制器负荷率、模拟量和开关量扫描周期、模拟量和开关量的处理周期等。

guocheng shuru shuchu tongdao

过程输入/输出通道 (process input/output channel)

计算机系统与被控对象（生产过程）相互交换信息的硬件设备，简称为过程 I/O 或 I/O 通道。按其处理的信息类别，可分为模拟量通道和开关量通道。在火力发电厂的计算机监视系统和机组的分散控制系统（DCS）中，还有脉冲量的输入通道。应用中的远程 I/O，指远离可编程逻辑控制器（PLC）或 DCS 等计算机控制系统的 CPU 而布置的输入/输出模件（通道）。输入/输出通道的主要技术指标包括容量（点数）、信号类型、采样速度、转换精度、抗干扰能力等。

过程输入/输出通道与计算机的关系可用下图表示。



过程输入/输出通道示意图

模拟量通道 接受或发出模拟量（连续的物理变量）信号的设备的总称，可分为模拟量输入通道和模拟量输出通道。

模拟量输入通道 接受模拟量信号并将其转换成相应的二进制数字量信号的设备。它主要包括：①采样器；②数据放大器；③模/数转换器（A/D 转换器）。

（1）采样器是获取输入信号的装置。常用的采样器有机械触点开关和电子开关两种。机械触点开关一般采样速度不大于 250 点/s，而电子开关的采样速度可达 10 万点/s。

（2）数据放大器对采样器的输出信号进行线性放大，使其与模/数转换器的输入范围相匹配。数据放大器还担负着系统抗干扰的任务，因此除了要求有高精确度、高稳定性、宽频带、高输入阻抗和低输出阻抗的性能外，还要有较高的抗共模抑制比。

（3）模/数转换器完成连续信号的量化过程，把模拟量转换为等价的数字量，其转换输出的二进制位数决定转换精度。常有 8 位输出和 12 位输出。

模拟量输出通道 把数字量信号转换为模拟量并进行输出的设备。它主要由输出控制器、数/模转换器（D/A 转换器）及输出单元组成。输出控制器控制整个通道的输出过程；数/模转换器将要输出的二进制数字量转换为连续的模拟量输出。

开关量通道 接受或送出开关量信号设备的总称。开关量通道可分为开关量输入通道和开关量输出通道。

开关量输入通道 接受开关量输入信号的设备。开关量输入通道按接受信号的方式可以分为扫描开关量和中断开关量。扫描开关量是通过计算机周期性采样来接受信号的，中断开关量在其动作之后立即向计算机发出中断申请信号，计算机响应之后由相应的中断处理程序来读取变位开关量状态，中断响应由硬件和软件协同完成。中断开关量具有较强的实时响应性，一般是比较重要的开关量。

开关量输入通道中值得注意的问题是在信号输入时，必须与生产过程进行隔离，常用光电耦合器件实现。光电隔离一方面可以将接点信号转化为符合计算机的电平信号，另一方面可以消除生产过程中的干扰对计算机系统的影响。

开关量输出通道 把计算机内部的二进制数字量转换为离散的状态量的设备，根据要求去控制电接点的“通”或“断”。它是通过开关量分组来实现的。根据其对电接点的作用，可以分为无触点和有触点两种，前者通过光电耦合元件作为输出，后者则直接驱动继电器动作。无触点输出速度快，可靠性也较高。

guodianya baohu ji jiedi

过电压保护及接地 (overvoltage protection and grounding)

当被测量点的电压超过规定值时执行相应动作的保护方式，以及将电气设备的中性点、外壳或支架与接地体做良好电气连接的设计。

过电压保护 分为雷电过电压保护和内部过电压保护两类。

（1）雷电过电压保护：雷电过电压来自外部，由雷击引起，包括直击雷过电压、感应雷过电压和雷电侵入波过电压等。①直击雷过电压保护可采用装设避雷针、避雷线、避雷带和钢筋焊接成网等措施。需保护的主要设施有：屋外配电装置；烟囱、冷却塔等高耸建筑物；燃油泵房、露天油罐及其架空管道等放置易燃材料的设施及建构筑物；制氢站、露天氢罐及其架空管道等储放易爆气体的设施及建构筑物；雷

电活动特别强烈地区的主厂房、主控制室及高压屋内型配电装置等。②雷电侵入波过电压保护可采用装设避雷线、避雷器和保护间隙等措施。需保护的设施主要有发电厂架空进线段、35kV及以上电缆进线段、变压器及其中性点、3～10kV配电装置等。③感应雷过电压防护除可利用直击雷过电压保护措施外，还可在建筑物内部线路上装设电涌保护器、电磁屏蔽及接地与等电位连接措施等。

避雷针或避雷线经接地引下线与地下集中接地装置相连，雷击时散流；其保护范围可根据相关规程进行计算。避雷器以最短的接地线与发电厂主接地网连接，避雷器附近需装设集中接地装置。

（2）内部过电压保护：由系统参数发生变化时电磁能量互相转化、传递或振荡引起，包括暂时过电压和操作过电压。①暂时过电压分为工频过电压和谐振过电压。工频过电压一般由线路空载、接地故障和甩负荷等引起，限制措施主要有装设并联电抗器、降低电网零序电抗等。谐振过电压包括线性谐振和非线性（铁磁）谐振过电压，一般因操作或故障引起系统元件参数出现不利组合而产生，可采取预防措施避免出现谐振过电压的条件，或用保护装置限制其幅值和持续时间。②操作过电压通常在单相间歇性电弧接地、开断空载变压器或并联电抗器、开断高压感应电动机、线路合闸和重合闸、开断空载长线、开断电容器组、线路非对称故障分闸和振荡解列等操作时产生，主要限制措施有中性点装设消弧线圈接地、在系统不同位置装设避雷器、断路器装设合闸或分闸电阻等。

绝缘配合　考虑采用的过电压保护措施，确定设备上可能的作用电压，并根据设备绝缘特性及可能影响绝缘特性的因素，从安全、经济合理两方面确定设备的绝缘水平。绝缘配合的基本原则是按系统中出现的各种电压和保护装置特性来确定设备绝缘水平，正确处理各种电压、各种限压措施和设备绝缘耐受能力三者之间的关系。绝缘配合方法有统计法、简化统计法及确定性法（惯用法），按照绝缘配合方法选择避雷器等设备的型式、参数，以满足绝缘配合的要求。

接地　将电力系统或建筑物中电气装置、设施的某些导电部分，经接地线连接至接地极，以保证人身和设备的安全。发变电、送配电电气装置的接地分为工作（系统）接地、保护接地、雷电保护接地和防静电接地。应当接地的设施包括发电机、变压器、电器的底座和外壳；电气设备传动装置；互感器二次绕组；配电屏控制屏框架；屋外型配电装置构架及靠近带电部分的金属设施；交流电力电缆盒的金属外壳及电缆金属外皮、布线钢管；铠装控制电缆外皮、非铠装电缆的屏蔽芯线。

接地装置为接地线和接地极的总称。发电厂中由垂直和水平接地极组成，兼有泄流和均压作用的大型水平网状接地装置称为接地网。设计中需考虑土壤干燥或冻结等季节变化的影响，降低接触电位差和跨步电位差。接地装置的接地电阻为接地极或自然接地极的对地电阻和接地线电阻总和。发电厂内不同用途和不同电压的电气装置、设施，应使用一个总的接地装置，接地电阻应符合其中最小值的要求。

参考书目

西北电力设计院．电力工程电气设计手册（电气一次部分）．北京：中国电力出版社，2012.

guoleng aoshiti zhuanbiantu

过冷奥氏体转变图

（transformation diagram of supercooled austenite）　过冷奥氏体转变产物和转变量与温度、时间关系的综合动力学曲线图。过冷奥氏体在不同温度恒温保持时，温度、时间与奥氏体转变产物的类型及其所占的百分数（转变开始及转变终了）之间的关系曲线称为过冷奥氏体等温转变图。等温转变图纵坐标为温度，横坐标为时间（对数坐标），故又称为时间-温度转变曲线，即TTT曲线（time temperature transformation curve）。过冷奥氏体转变有等温冷却和连续冷却两种，过冷奥氏体等温转变动力学曲线通常呈“C”形或“S”形状，故又称C曲线或S曲线；过冷奥氏体连续冷却转变动力学曲线，又称CCT曲线（continuous cooling temperature）。

过冷奥氏体等温转变学曲线　如图1（a）所示，由孕

钢号T8

C	Si	Mn	Cr	Ni	A_{c1}	A_{c3}	M_s	T_A
0.76	0.22	0.29	0.11	0.07	720	740	210	860

(a)

钢号T8

C	Si	Mn	Cr	Ni	A_{c1}	A_{c3}	M_s	T_A
0.76	0.22	0.29	0.11	0.07	720	740	210	860

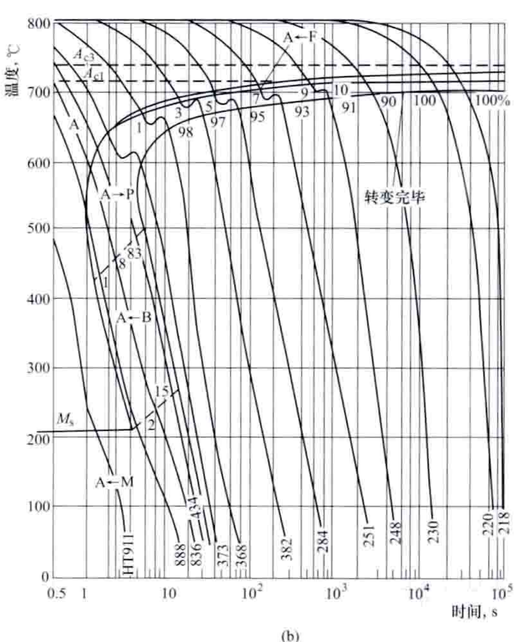


图1　过冷奥氏体转变图

（a）P22钢TTT曲线；（b）T/P91钢CCT曲线

育期、扩散型转变、中温转变及马氏体转变等组成，有的还有先共析部分，合金元素还会对曲线产生影响。过冷奥氏体等温转变曲线是比较钢的淬透性、制定等温退火和下贝氏体等温淬火工艺的重要依据。

孕育期　过冷奥氏体发生转变的孕育时间。在图1（a）中注有A的区域，表明不同过冷度为转变孕育所耗费的时间不同。在 A_{c1} 以下，约550℃时孕育期最短，一般称为“鼻子”。鼻子部位的孕育期长短，是钢淬透性高低的重要标志。如果TTT曲线右移或上移，意味着钢的淬透性增大，以较慢的速度冷却，也能发生马氏体转变。

扩散型转变　从 A_{c1} 到“鼻子”温度，过冷奥氏体等温转变产物是通过铁和碳原子扩散生核长大完成的。随转变温度下降，共析产物由粗变细，硬度也依次升高，并依次称为珠光体、索氏体与屈氏体。

中温转变　“鼻子”温度以下，M_S 以上，属中温区，为奥氏体向贝氏体转变。该转变仅碳原子有扩散，而铁原子以非扩散即共格方式参加转变。中温区的上部，以上贝氏体转变为主，下部则以下贝氏体转变为主，两种贝氏体的组织与性能有明显差异。

马氏体转变　M_S 以下，过冷奥氏体发生的非扩散性（即共格方式发生）相变。在一般实际条件下，马氏体转变温度 M_S 与冷却速度无关，所以是一条与横坐标平行的线，马氏体转变结束的温度 M_f 往往在0℃以下，所以在TTT图中没有标出。

有先共析转变的C曲线　在亚共析与过共析钢中，有先共析铁素体或渗碳体析出，因此TTT图中，珠光体转变开始前，有一条先共析产物析出线，到共析产物析出开始，意味着先共析转变结束。

合金元素的影响　奥氏体中合金元素含量是影响TTT曲线的主要因素。奥氏体中多数合金元素会使TTT曲线右移、上移和形状改变。除Co以外的合金元素，均不同程度上推迟珠光体转变；合金元素（除Co、Al以外）也推迟贝氏体转变。其他因素如奥氏体的均匀性和晶粒度等也对曲线有影响，如晶粒越大，则TTT曲线右移。

合金元素对TTT曲线形状的影响，大致可分成以下五种典型类型，如图2所示。

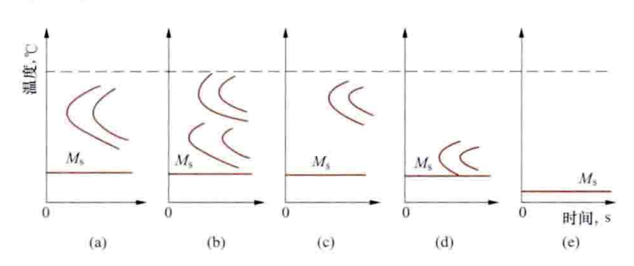


图2　合金钢TTT曲线几种典型形式图

图2（a）为锰钢、镍钢、硅钢的TTT曲线，出现右移，但保持一个“鼻子”。

图2（b）为铬钢、铬硅钢、铬锰钢、铬镍钢、铬钼钢、铬锰硅钢及高速钢的TTT曲线，具有两个“鼻子”。即珠光体转变和贝氏体转变各有一个“鼻子”。电厂高温高压主蒸汽管道用钢12Cr1MoV的TTT曲线，属于这种类型。

图2（c）以1Cr13、2Cr13为典型的马氏体钢的TTT曲线，只有珠光体型转变和马氏体型转变，贝氏体转变被抑制。

图2（d）以18Cr2Ni4MoA、10CrNiMoVB、15CrMn2SiMo等钢为典型的TTT曲线，有明显的贝氏体转变和马氏体转变，珠光体转变被抑制。

图2（e）以1Cr18Ni9Ti、Mn13为典型的奥氏体钢的TTT曲线，珠光体和贝氏体转变被抑制，只有马氏体转变，但在0℃以下，因此，在室温仍保持奥氏体的组织特征。

过冷奥氏体连续冷却转变曲线　一般热处理大多为连续冷却，连续冷却转变曲线如图1（b）所示，与等温转变曲线相比，在连续冷却时其转变曲线有向右下方移的趋势。即奥氏体比等温转变时有更大的稳定性。在碳钢中甚至发生完全抑制贝氏体转变的情况。连续冷却转变曲线虽较接近实际，但应用不如等温转变曲线方便。

参考书目

张世中．钢的过冷奥氏体转变曲线图集．北京：冶金工业出版社，1993.

guolici xianzhi

过励磁限制

（over-excitation limiter）　防止同步发电机励磁绕组长期过载而专门设置的限制励磁电流的功能。它是避免长时间强行励磁造成转子绕组损坏的一种预防措施。

当励磁系统完成强励后，若强励电流不能自动降下来，则过励磁限制功能自动将励磁电流限制到发电机转子温升所容许的电流值。

guolüqi (chi)

过滤器（池）

（filter）　在重力或压力差作用下，采用各种过滤介质除去水中悬浮物等颗粒杂质，从而使水获得澄清的工艺设备。主要用于火电厂锅炉补给水的预处理及废水的回用处理。当原水为地下水时，可直接过滤；当原水为地表水或废水时，应先经混凝、澄清后再进行过滤，在去除水中悬浮物的同时，还可不同程度地去除水中的有机物、细菌、臭味和色度。

过滤器按过滤介质可分为粒料过滤、成型滤材过滤、助滤剂过滤和其他过滤等。粒料过滤按滤速可分为慢滤和快滤；按不同粒料配比方式可分为单层、双层、三层及变孔隙过滤；按水流方向还可分为单流和双流过滤等。成型滤材过滤包括滤布、滤网、多孔陶瓷、绕线滤元和纤维过滤等。助滤剂过滤通常称为覆盖过滤，助滤剂有硅藻土、纸浆和粉末树脂等。其他过滤包括活性炭、天然锰砂和膜过滤等。

火电厂锅炉补给水预处理及废水回用处理系统中主要采用粒料过滤（其他类型的过滤见超过滤、纤维过滤及前置过滤器），按设备结构型式分为压力式和重力式两类。

压力式过滤器　压力水通过滤层过滤的设备，又称机械过滤器。按流动方式，可分为单流和双流过滤器；按滤料布置，可分为单层、双层、三层滤料过滤器。

单流过滤器　压力水在容器中单向流动并以滤层过滤为主的过滤设备，过滤器中装有进水装置、排水装置和压缩空气管路等。

双流过滤器　设备类似单流式，但供水从上、下两路进入容器内，清水由中部引出。上部滤料主要起表面过滤作用，下部滤料主要起深层过滤作用，可充分发挥整个滤层的截污能力。由于该设备对滤料粒度要求严格，操作复杂，下层滤料不易清洗干净，检修维护工作量大，较少采用。

单层、双层、三层滤料过滤器　压力容器中装填单层、二层或三层不同相对密度滤料的过滤设备。通常单层滤料可采用无烟煤或石英砂；双层滤料上部为小密度大颗粒的无烟煤，下部为大密度小颗粒的石英砂。双层滤料过滤器特点是截污容量大，水头损失增加慢，滤速较高，工作周期长。三层滤料过滤器是在双层滤料过滤器基础上发展起来的，其滤速更高，且下层重质细滤料对防止杂质穿透有很大作用，通常最上层为无烟煤，中层为石英砂，下层为石榴石或磁铁矿砂。

重力式过滤池　水靠重力通过滤料层过滤的构筑物。用于火电厂的主要有无阀滤池、单阀滤池、虹吸滤池、变孔隙滤池、V形滤池等。

无阀滤池　无阀门的重力式过滤池，如图1所示。设备自上至下主要分为清水箱、过滤室和集水室。此外，还有进水装置和冲洗用虹吸装置等。进水通过滤层过滤后汇集于下部集水室，再由连通管进入上部清水箱，由出水管向外送水。运行中随着滤层阻力增大，虹吸上升管中水位逐步上升，当水位上升至虹吸辅助管口时，通过虹吸辅助管内高速下降的水流将虹吸管内空气抽出形成虹吸，滤池即开始自动反洗。当清水箱中水位下降至虹吸破坏管口以下时，由于空气进入虹吸管内，虹吸被破坏，反洗过程结束，进入下一运行周期。该设备的优点是结构简单、无阀门、造价便宜、运行管理方便。但滤池单池面积不宜过大，否则会因布水不均匀而影响处理和反洗效果。

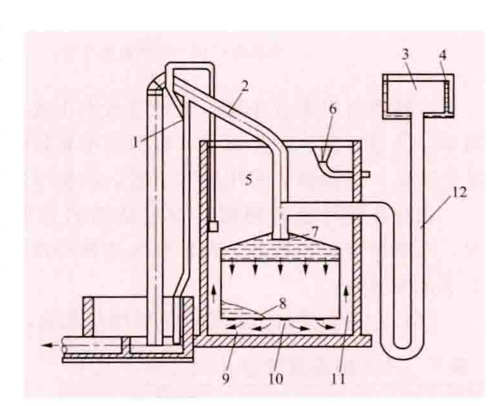


图1　重力式无阀滤池

1—虹吸辅助管；2—虹吸上升管；3—进水槽；4—分配堰；5—清水箱；6—出水管；7—挡板；8—过滤室；9—集水室；10—配水装置；11—连通管；12—进水管

单阀滤池　工作原理与无阀滤池基本相同，不同的是虹吸管的高度较低，在虹吸管口安装有一个阀门。控制设备的运行和反洗是靠虹吸管上的阀门。通过水头损失计上的高位触点及冲洗水箱的低位触点，连锁控制虹吸管上阀门实现自动冲洗。较无阀滤池便于运行管理和检修。

虹吸滤池　以虹吸管代替进水和排水阀门的重力式过滤池。一般由6～8个单元滤池组成一个整体。各单元滤池的水位随滤池阻力的逐渐增大而上升，当达到一定的高度或运行一定时间后，进入反冲洗过程。反洗时，首先破坏进水虹吸管真空，停止进水，再利用真空系统抽去冲洗虹吸管中的空气，形成虹吸开始反洗。冲洗水由其他各单元滤池供给，当冲洗排水较清时，即可破坏冲洗虹吸管的真空，停止冲洗，再使进水虹吸管投入运行，开始过滤。该设备的特点是不需设置冲洗水箱或冲洗水泵，无需阀门，但真空系统运行维护较麻烦。

变孔隙滤池　由大粒径滤料和细粒滤料混合构成滤层的过滤池，结构形式与重力式快滤池类似。其特点为易于除去细小颗粒、滤速高、截污能力大、运行周期长、操作简单和反洗耗水量少等。滤层中大、小滤料粒径和配比应按待处理水质情况经试验和计算确定。

V形滤池　均粒滤料重力式快滤池的一种，因其沿滤池长度方向设计有V字形的进水槽而得名。V形滤池的布置可分为单排及双排布置，就单池而言，可分为单格或双格布置，图2为双格布置V形滤池。过滤时原水经配水渠由进水孔进入V形滤池，经滤层过滤后由集水室汇集至配水配气渠，再经出水调节阀及出水管送出池外。当滤层水头损失或运行时间达到设定值后，起动反洗水泵及反洗风机，通过配水配气渠经集水室由下向上进行滤层反冲洗，同时由V形进水槽底预埋管分配部分进水实现表面扫洗，反洗排水由池中心反洗排水渠收集后排出池外。V形滤池的主要技术特点是采用单层均粒滤料、恒定水头等速过滤、气水联合反冲洗带表面扫洗，其出水水质优良、过滤周期长、反洗耗水量少、电耗低、运行控制自动化程度高、操作管理方便。

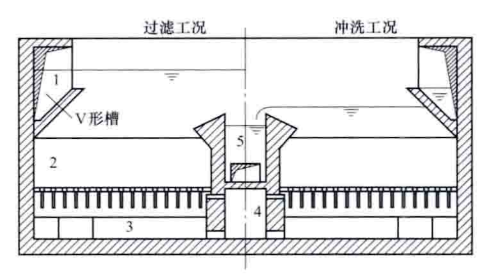


图2　V形滤池

1—进水孔；2—滤层；3—集水室；4—配水配气渠；5—反洗排水渠

参考书目

李培元．火力发电厂水处理及水质控制．北京：中国电力出版社，2008．

上海市政工程设计研究院．给水排水设计手册，第3册 城镇给水．北京：中国建筑工业出版社，2004．

guoreqi

过热器 (superheater)

把饱和蒸汽加热到额定过热温度的锅炉受热面部件。当锅炉负荷或者其他工况改变时，应保证过热汽温的波动在允许范围内。在现代电站锅炉中，随着蒸汽参数的提高，过热蒸汽的吸热量大大增加，因此，过热器受热面在锅炉总受热面中所占比例增大，而且必须布置在烟温很高的区域内，工作条件极为恶劣。过热器的合理设计与使用直接关系到锅炉运行的经济性和安全性。

过热器的类型和结构　按照换热方式，过热器可分为对流、半辐射和辐射三种型式。按结构形式，过热器可分为蛇形管式、屏式、壁式和包墙管式四种。

对流过热器　布置在对流烟道中，以对流换热为主，一般采用蛇形管式。其换热效果主要取决于烟气温度和流速，呈现对流换热特性（见图1）。对流过热器由并联的蛇形管

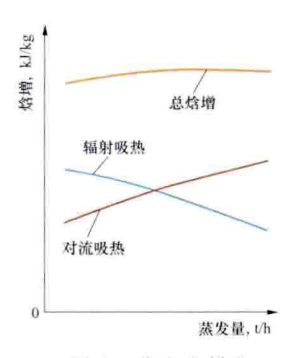


图 1　蒸汽焓增与锅炉负荷关系

组成，管子外径为 32～63.5mm，壁厚4～9mm。各排管子的横向相对节距 $s_1/d=2\sim3$，纵向平均相对节距与弯曲半径有关，通常 $s_2/d=1.6\sim2.5$，也有更小的。为了达到所要求的蒸汽流速，过热器蛇形管可以布置成单管圈或多管圈。为降低过热汽温偏差，常将其沿烟道宽度分成串联的两级或三级。

半辐射过热器　布置在炉膛出口处，又称后屏过热器（见图 2）。它既吸收烟气的对流热，又吸收炉膛和屏间气室的辐射热，具有较平稳的汽温调节特性。通常管子外径为 32～57mm，屏间距为 500～900mm。每片屏的并列管数由蒸汽的质量流速来确定，约为15～30 根，各根管子之间的相对纵向节距一般为 $s_1/d=1.1\sim1.25$，有的更大。

辐射过热器　直接吸收炉膛火焰的辐射热，通常以壁式或大间距的前屏（又称大屏、分隔屏）的方式布置在炉壁上或炉膛上部，又称前屏过热器。

前屏过热器的布置方式见图 3。壁式过热器通常布置在

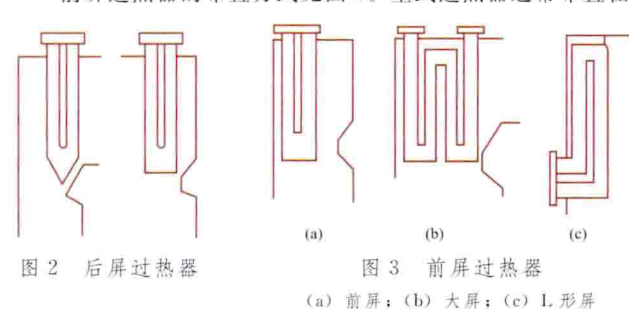


图 2　后屏过热器

图 3　前屏过热器

(a) 前屏；(b) 大屏；(c) L 形屏

炉膛的前墙或两侧墙上。对切向燃烧炉膛，分隔屏有助于缓和炉内上升气流的旋转，使炉膛出口烟温沿炉膛宽度方向趋于均匀。

过热器系统及布置　沿烟气流向，可布置成顺流、逆流和混流，通常在低温烟气区采用逆流，高温烟气区采用顺流或混流。

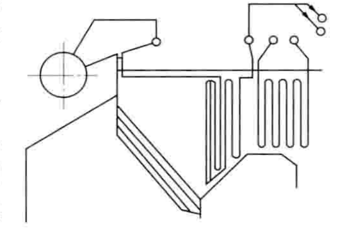


图 4　中压锅炉过热器系统

中压锅炉采用对流过热器（见图 4），常分成两级，两级管组间进行左右交叉混合，以减小热偏差。高压锅炉常采用半辐射和对流过热器相结合的系统（见图 5），该系统具有较强的对流特性。超高压以上的锅炉采用辐射、半辐射和对流过热器相结合的系统（见图 6），这种系统具有较好的汽温调节特性。

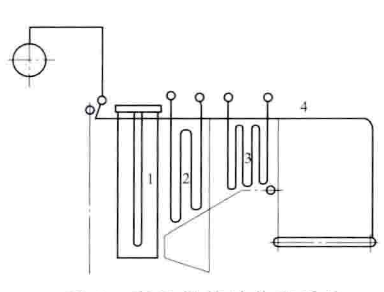


图 5　高压锅炉过热器系统

1—后屏半辐射过热器；2—一级对流过热器；3—二级对流过热器；4—顶棚包墙过热器

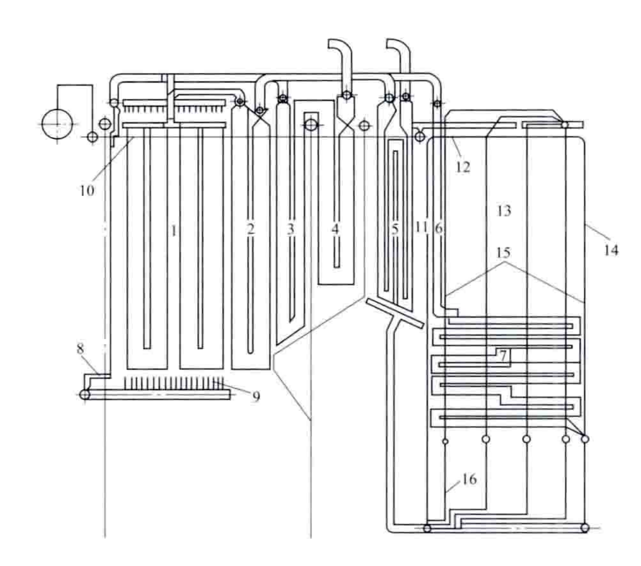


图 6　超高压及以上锅炉过热器和再热器系统

1—分隔屏；2—后屏过热器；3—后屏再热器；4—末级再热器；5—末级过热器；6—立式低温过热器；7—水平式低温过热器；8—前墙辐射再热器；9—侧墙辐射再热器；10—顶棚管；11—后烟道前墙；12—后烟道顶棚管；13—后烟道侧包墙管；14—后烟道后墙；15—过热器吊挂管；16—省煤器悬吊管

过热器可以垂直布置，也可以水平布置。垂直布置结构简单，吊挂方便，不易积灰，但积水不易排除；水平布置则易于疏水。过热器常采用顺列布置，以便于吹灰。

设计和运行注意问题　对过热器的管壁温度、流动阻力、汽温调节、热偏差、高温烟气腐蚀和钢材选用等问题应给予足够重视。

（1）合理选择过热器管内工质质量流速，常用值见表 1。

表 1　过热器质量流速 [kg/(m² · s)]

型　式		质量流速 ρw
对流过热器	中压	250～400
	高压	500～1000
屏式过热器		800～1000
壁式过热器		1000～1500

（2）控制每级过热器的焓增不超过 250～400kJ/kg，以减小热偏差；末级过热器的焓增不宜超过 125～200kJ/kg。

（3）合理选择辐射和对流受热面的比例。在额定负荷时，使辐射吸热量占过热器总吸热量的 40%～60%，以得到较平坦的汽温变化特性（见图 1）。

（4）减小过热器的热偏差。

（5）组织好炉内燃烧过程，防止火焰偏斜和炉膛出口烟温偏高，注意减少炉膛的漏风量。

（6）过热器系统蒸汽侧的总阻力通常不超过过热蒸汽出口压力的 10%。

（7）根据具体情况，通过技术经济比较，合理选择调温方式（见锅炉汽温调节）。

（8）防止高温烟气腐蚀。锅炉设计中常采用限制壁温的办法来防止高温腐蚀，一般控制金属壁温不超过600～620℃。

（9）合理选择过热器的材料。管子的最高壁温不得超过选用材料的最高允许温度，并要留有裕度。中国常用过热器管材料见表 2。吊挂和定距零件由于没有工质冷却，工作温度高，通常采用高 Cr-Ni 材料。

表 2 过热器和再热器常用钢材

<table>
<tr><th colspan="3">受热面管子</th><th colspan="2">吊挂和固定零件</th></tr>
<tr><th>中国钢号</th><th>对应 ASME 钢号</th><th>适用温度(℃)</th><th>钢号</th><th>适用温度(℃)</th></tr>
<tr><td>20G</td><td>SA210A1</td><td>≤480</td><td rowspan="2">20、25</td><td rowspan="2">≤400</td></tr>
<tr><td>15CrMoG</td><td>SA213T12</td><td>≤560</td></tr>
<tr><td>12Cr1MoVG</td><td></td><td>≤580</td><td rowspan="2">12Cr1MoV</td><td rowspan="2">≤580</td></tr>
<tr><td>12Cr2MoG</td><td>SA213T22</td><td>≤600</td></tr>
<tr><td>12Cr2MoWVTiB（钢 102）</td><td></td><td rowspan="2">≤600</td><td rowspan="2">1Cr6Si2Mo</td><td rowspan="2">≤750</td></tr>
<tr><td>12Cr3MoVSiTiB（π11）</td><td></td></tr>
<tr><td>10Cr9Mo1VNb</td><td>SA213T91</td><td>≤650</td><td rowspan="3">1Cr20Ni14Si2</td><td rowspan="3">≤1100</td></tr>
<tr><td>1Cr18Ni9</td><td>TP304H</td><td rowspan="2">≤700</td></tr>
<tr><td>1Cr18Ni11Nb</td><td>TP347H</td></tr>
</table>



haishui danhua

海水淡化 (desalination of sea water) 通过对海水进行脱盐处理，降低海水的含盐量使之转化为淡水的处理技术。海水淡化的技术有很多，包括蒸馏法、膜法（电渗析和反渗透）、冷冻法、水合物法、萃取法等。但实现工业规模生产的主要是蒸馏法和膜法两种，这也是火电厂主流的海水淡化技术。其中，蒸馏法对海水的预处理要求较低，而膜法对预处理的要求更为严格。

蒸馏法海水淡化 蒸馏法海水淡化的基本原理是将海水加热，海水在一定环境中蒸发并冷凝，从而得到盐分较低的淡水。蒸馏工艺有多级闪蒸、低温多效、压汽蒸馏等。在火电厂应用的蒸馏装置主要是多级闪蒸和低温多效两类。（见蒸馏法）

蒸馏法海水淡化需要重点控制蒸馏装置的腐蚀、海水微生物繁殖、不可凝结的气体析出、结垢和产品水质量等。

（1）蒸馏装置的腐蚀。腐蚀是蒸馏法海水淡化装置最大的问题之一，尤其是海水温度较高的多级闪蒸。需要合理地选择设备的过流材质。

（2）海水中繁殖的生物会堵塞管道，引起沉积物下的腐蚀，主要通过加杀生剂（如氯气等）来解决。

（3）不溶解气体对热交换的效率有很大的影响。由于蒸馏装置在真空状态下运行，溶解于海水中的空气、二氧化碳等气体会释放出来，会在换热面形成热屏障。为此，在蒸馏设备中的特定位置设有抽气点，利用蒸汽喷射器（或空气泵）等设备将其抽出。

（4）管束的水垢是蒸馏器的难题之一，结垢会使热传导系数大大降低。形成水垢的主要原因是海水加热后，水中一部分盐溶解度降低而形成结晶。碳酸钙、硫酸钙是水垢中最常见的成分。在垢中还会发现氢氧化镁，原因是在海水的蒸发过程中，水中的二氧化碳逸出导致盐水的 pH 值上升，从而会引起氢氧化镁的沉淀。为了防止结垢，除了控制盐水的浓缩程度和蒸馏装置的工作温度外，还要采用化学处理方法抑制水垢的生成。常用的化学处理方法包括加入阻垢药剂、酸化处理。

膜法海水淡化 膜法海水淡化主要包括反渗透和电渗析两种技术。其中，反渗透应用较为广泛。1979 年，中国电力系统首次引进的海水淡化装置在天津大港电厂投入运行。

反渗透海水淡化需要重点控制的因素包括水温、进水水质、阻垢处理、能量回收效率、膜的清洗等。其中，部分控制项目与常规反渗透（天然水脱盐）相似，如水温、进水水质、阻垢处理等，另有一些是海水淡化反渗透系统所特有的，如能量回收。尽管控制因素相似，但由于海水反渗透的运行压力很高，其控制要求与常规反渗透有较大的不同。

（1）海水水温。水温对反渗透膜的透水量影响很大。运行中需要将海水温度调整到一个合理的范围内。因为海水的含盐量远高于苦咸水，渗透压很大，海水反渗透的运行压力是常规反渗透的 2～3 倍，因此海水淡化装置对温度的敏感性高于常规反渗透。如果进水温度过低，需要提高反渗透装置的进水压力，系统的能耗会大大增加，反渗透膜组件内部密封组件在高压力下运行寿命变短。如果温度太高，影响膜的寿命和脱盐率。因此，维持合适的水温对于反渗透海水淡化系统稳定性和经济性至关重要。

（2）进水水质控制。进水水质是依靠预处理系统来保证的。需要重点控制进水的 SDI、pH 值和阻垢剂、细菌、有机物等。①SDI：作为反渗透进水重要的控制指标，SDI 的大小可以直接衡量预处理的效果。因各地海水水质差异较大，预处理工艺流程有多种选择。无论采用何种预处理工艺，都需要处理后的海水 SDI 能够满足反渗透装置的进水要求。②结垢控制：一般通过加硫酸调整进水 pH 值和加阻垢剂的方法。③膜微生物污染控制：常用杀菌处理技术。在预处理系统采用超滤装置，可以滤除大部分细菌。④有机物污染控制：有机物在膜表面上的吸附会引起膜通量的下降，严重时会造成不可逆的膜通量损失，影响反渗透膜的寿命。有机污染物的控制工艺与常规反渗透相似。

（3）能量回收效率。反渗透海水淡化系统中，浓水侧的剩余压力很高，直接排放能量损失太大，需要进行能量回收以降低系统的能耗。能量回收装置分三种形式，佩尔顿能量回收装置、涡轮式能量回收装置和 PX 能量回收装置。其中，因 PX 能量回收装置运行费用低、能量转换率高（能量回收效率 90%以上）、多个串联可承受无限制的流量、维护量少及装置占地面积小等优点，应用前景十分广阔。

（4）化学清洗。与常规反渗透相似，海水淡化反渗透膜在运行过程中，也会受到胶体、微生物、结垢、金属腐蚀颗粒等污染的问题。当膜受到污染后，会引起脱盐率、产水量下降，膜组件压差的上升。为了恢复膜元件的初始性能，需要对膜元件进行化学清洗。

海水淡化应用的发展主要集中在：①利用电厂余热以及核能、风能、海洋能、太阳能等可再生能源进行海水淡化；②电水联产；③海水综合利用等。

参考书目

高丛增，陈国华．海水淡化技术与工程手册．北京：化学工业出版社，2004.

haishuifa tuoliu

海水法脱硫 (sea water desulfurization) 利用海水的天然碱度来吸收烟气中的二氧化硫（SO_2），再用空气将其强制氧化为硫酸盐溶解于海水中的脱硫工艺。适用于燃煤含硫量小于 1.0%，并以海水作为冷却水直流供水的沿海电厂。海水脱硫工艺的特点是：①采用直流洗涤方式，系统简单，运行可靠；②脱硫率高，一般在 90%以上；③可不添加脱硫剂，也无废弃物处置或利用问题；④投资和运行费用相对较低；⑤排水处理用的中和曝气池占地面积较大。

基本原理　一般海水的 pH 值为 8.0～8.3，碱度为 1.2～2.5mmol/L，具有一定的缓冲中和能力。在此条件下，烟气中的 SO_2 溶于海水生成亚硫酸，离解成 HSO_3^- 和 SO_3^{2-}，并部分被烟气中的氧氧化为 SO_4^{2-}，反应式为

$$SO_2 + H_2O \longrightarrow H_2SO_3$$

$$H_2SO_3 \longrightarrow H^+ + HSO_3^-$$

$$HSO_3^- \longrightarrow H^+ + SO_3^{2-}$$

$$2SO_3^{2-} + O_2 \longrightarrow 2SO_4^{2-}$$

海水中的碳酸盐碱度中和洗涤液中的酸性物质，生成 H_2CO_3，反应式为

$$CO_3^{2-} + H^+ \longrightarrow HCO_3^-$$

$$HCO_3^- + H^+ \longrightarrow H_2CO_3$$

为提高排液的 pH 值，需要向吸收塔排液中再次添加新鲜海水，进一步中和洗涤液中的酸性物质，驱赶排液中的 CO_2，同时送入空气，使 SO_3^{2-} 进一步氧化成 SO_4^{2-}，并提高排液中的氧含量，再将排液排入海域，反应式为

$$H_2CO_3 \longrightarrow H_2O + CO_2\uparrow$$

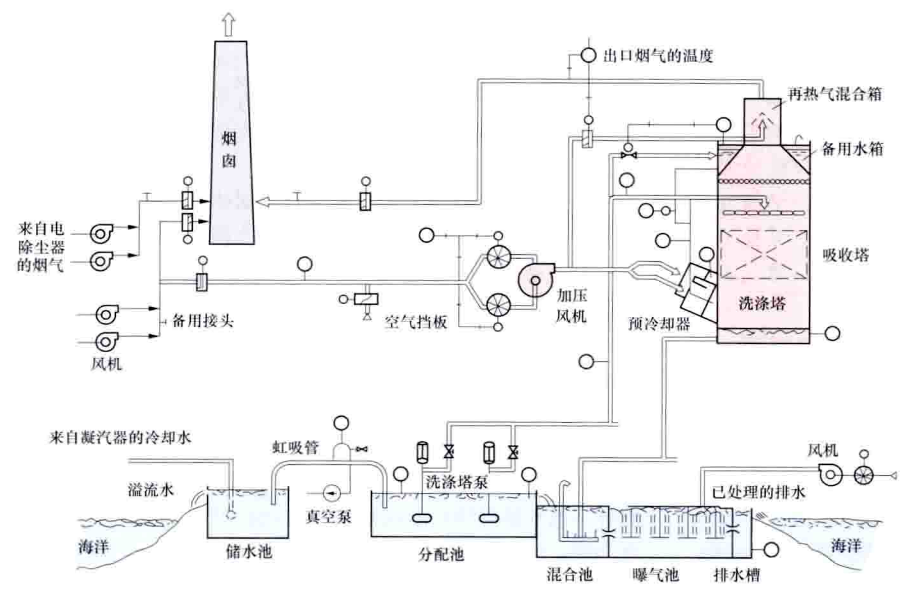
$$2SO_3^{2-} + O_2 \longrightarrow 2SO_4^{2-}$$

工艺流程　系统主要由吸收塔、烟气换热器和中和曝气池组成，见图。除尘后的烟气经换热器冷却后进入吸收塔，与汽轮机凝汽器排出的冷却水（海水）充分接触，以脱除烟气中的 SO_2。吸收塔可用喷淋逆流空塔或填料塔。处理后的烟气通过烟囱排出。吸收塔排出液直排进入中和曝气池，在池内与大量的新鲜海水混合中和，提高排出液 pH 值；同时送入空气，将 SO_3^{2-} 进一步氧化成 SO_4^{2-}，并提高海水的含氧量，再排入大海。海水脱硫排出液的水质是，SO_3^{2-} 氧化率大于或等于 90%，SO_4^{2-} 增量为 3%，pH 值大于或等于 6.5，COD 小于或等于 5mg/L，溶解氧大于或等于 4.5mg/L，悬浮物小于或等于 5mg/L。

应用与发展　海水脱硫工艺原理最早由美国加州伯克莱大学 L. A. 布罗姆利（L. A. Bromley）教授于 19 世纪 60 年代提出。由挪威 ABB-Flakt 公司和 Norsk-Hydro 公司合作，经试验装置成功运行后，确立了 Flakt-Hydro 工艺，并在挪威广泛应用于炼油厂及工业窑炉的烟气脱硫。在火电厂的应用源于 1981 年的美国关岛试验，随后在印度 TATA 电力公司所属的 Trombay 电厂的 500MW 机组上抽取 1/4 烟气量进行工业性示范试验，此后逐步在火电厂中得到推广应用。早期的海水脱硫工艺系统多不设曝气池。为减轻系统排水对海洋的污染影响，现有大型脱硫工程均设有曝气池。

中国第一个海水脱硫项目于 1999 年 3 月在深圳西部发电总厂 4 号 300MW 机组投产。随着投运及在建项目不断增多，所处理的装机容量也由最初的 300MW 等级机组发展到 600MW 等级机组（福建漳州后石发电厂），并于 2009 年 6 月在华能海门发电厂 1000MW 机组上顺利实现应用。截至 2010 年底，中国投运的海水脱硫机组容量超过 17 000MW，占总投运脱硫机组装机容量的 3%。

海水脱硫工艺成熟，但该工艺可能对海洋环境带来长期影响。另外，各地区沿海海域的功能有所不同，可承受该工艺的排水能力也不尽一致，严禁在环境敏感海域应用。因此，具体项目能否应用该工艺需要通过环境影响评价确定。



海水法脱硫工艺流程图

haishui shuizhi biaozhun

海水水质标准

（sea water quality standard）　为防止和控制海水水质污染，保障人体健康，保护海洋生物资源，保持生态平衡，保证海洋资源的合理开发利用，对不同海域海水中有害物质含量所做的规定。1982 年中国颁发了 GB 3097—1982《海水水质标准》，经进一步修改，于 1997 年颁发了 GB 3097—1997《海水水质标准》。该标准适用于中华人民共和国管辖的海域。

该标准按照海域的不同使用功能和保护目标，将海水水质分为四类。第一类适用于海洋渔业水域、海上自然保护区和珍稀濒危海洋生物保护区；第二类适用于水产养殖区、海水浴场、人体直接接触海水的海上运动或娱乐区，以及与人类食用直接有关的工业用水区；第三类适用于一般工业用水区、滨海风景旅游区；第四类适用于海洋港口水域、海洋开发作业区。其水质控制项目包括漂浮物质，色、臭、味，悬浮物质，大肠菌群，粪大肠菌群，病原体，水温，pH 值，溶解氧，化学需氧量（COD），五日生化需氧量（BOD_5），无机氮，非离子氮，活性磷酸盐，汞、镉、铅、六价铬、总铬、砷、硒、镍、铜、锌等重金属，氰化物，硫化物，挥发性酚，石油类，化学农药（如六六六、滴滴涕），马拉硫磷，甲基对硫磷，苯并（a）芘，阴离子表面活性剂，以及 ^{60}Co、^{90}Sr、^{106}Rn、^{134}Cs、^{137}Cs 等放射性核素等 35 项水质指标。标准规定了海水水质监测方法。对各类海域容许排入的污水水质指标按 GB 8978—1996《污水综合排放标准》执行，污水集中排放形成的混合区，不得影响邻近功能区的水质和鱼类洄游通道。

随着石油开采及其海路运输，特别是大陆架和浅海石油事业的发展，废物倾倒日益增多，使港口、海湾，直至公海的海水水质污染日益严重。世界各国都十分重视保护海水水质，

加强了对各种废水排放标准的制定工作和港湾的污染治理。

Haimuhuozi hanshu

亥姆霍兹函数 (Helmholtz function) 热力状态参数之一。以符号 F 表示，其定义为

$$F=U-TS \tag{1}$$

式中的 U、T 和 S，分别是系统的内能、温度和熵，且都是状态参数，故亥姆霍兹函数也是状态参数，其单位与热力学能相同，为 J。单位质量的亥姆霍兹函数为比亥姆霍兹函数，以 f 表示，单位是 J/kg，$f=u-Ts$，将其微分，并与 $du=Tds-pdv$ 相结合整理，可得

$$df=-sdT-pdv \tag{2}$$

可见，对于可逆定温过程，$dT=0$，故 $-df=pdv$。由此可见，工质亥姆霍兹函数的减少，等于可逆定温过程对外所做的膨胀功。或者说在可逆定温条件下亥姆霍兹函数是热力学能中可以自由释放转变为功的那部分，因此亥姆霍兹函数也称为亥姆霍兹自由能或定温-定容位，而 Ts 是可逆定温条件下内能中无法转变为功的部分，故称为束缚能。可以用亥姆霍兹函数的变化来判断定温-定容化学反应自发进行的方向与限度，即简单可压缩系统一切自发的定温定容反应总是朝着亥姆霍兹函数减少的方向进行的，直到达到其极小值的平衡态为止。

hanmei feishui chuli

含煤废水处理 (treatment of coal pile runoff) 对从煤场流出的排水径流进行处理，使水质符合有关排放标准和回用要求的工艺。降水时煤场范围内的径流 70%由煤层表面流出，污染较轻；30%通过煤层渗出，污染较重。排水的性质取决于煤的化学组成。储煤含硫量高的煤场排水一般呈酸性，溶解固形物和硫酸盐含量高，重金属浓度较高，有时会有砷的化合物；储煤含硫量低的煤场排水呈中性，全固形物含量较高，其中约 85%是细煤末为主的悬浮物，有时含有高浓度的重金属。因此，含煤废水不能直接排入水体或简单地回收利用。

含煤废水处理可采用混凝、沉淀、过滤的工艺系统，其工艺流程为：煤水沉淀池→废水提升泵→煤水处理装置（投加混凝剂）→清水池→回收水泵→煤水系统冲洗→除尘用水或灰场喷洒用水；也可采用混凝、曝气、膜式过滤的工艺系统，其工艺流程为：煤水预沉池→曝气搅拌池（投加混凝剂，调酸、消毒）→废水提升泵→膜式过滤装置→清水池→回收水泵→输水管道→煤水系统冲洗→除尘用水、其他工艺用水或电厂杂用水，该处理流程中的消毒、中和、曝气工艺段，可根据工程具体情况删减。

中国常规含煤废水处理系统多以混凝沉淀过滤的工艺流程为主，处理后出水一般只考虑本系统回用。膜式处理工艺可处理更为复杂的水质，出水水质悬浮物含量可降至 5mg/L 以下，处理后出水可用于其他工艺系统，但需满足相关工艺系统水质要求。

已经建成投产的大、中型火力发电厂基本都设置了煤水收集及处理系统，随着处理工艺技术的进步，高效节能型双向旋流一体化净化器处理系统及膜法处理工艺系统将成为发展趋势。

han

焓 (enthalpy) 热力状态参数之一。用 H 表示，其定义式为：$H=U+pV$，式中 U 为内能；p 为压力；V 为容积。焓的单位是 J。单位质量物质的焓称为比焓（常简称为焓），以 h 表示，则有：$h=u+pv$，式中 u 为比内能；v 为比体积。比焓的单位是 J/kg。

焓是由热力状态参数定义的物理量，故焓的本身也是热力状态参数。对于简单系统，它的焓是任意两个独立的状态参数的函数。在热力过程中，焓的改变只取决于系统的初态和终态，而与过程的中间状态无关。这意味着系统经历一个闭合的过程——循环后，比焓的变化等于零，即：$\oint dh=0$。所以，比焓的微增量是全微分，其微分形式可表示为 $dh=(\partial h/\partial T)_p dT+(\partial h/\partial p)_T dp$，式中 $(\partial h/\partial T)_p=c_p$，为比定压热容。利用 c_p 可以计算等压过程中不同状态之间系统的焓差，即

$$\Delta h\big|_p=\int_{T_1}^{T_2} c_p(T,p)dT \tag{1}$$

如果温度变化的范围不大，c_p 随温度的变化可以忽略时，焓差的计算式可简化为

$$\Delta h\big|_p=c_p(T_2-T_1) \tag{2}$$

对于液体和固体，可以忽略比热容随压力的变化，这时非等压过程的状态之间的焓差也可以利用 c_p 进行计算。理想气体的比焓只与温度有关，其焓差为

$$\Delta h=\int_{T_1}^{T_2} c_p(T)dT \tag{3}$$

焓定义式中的量 pV，可以称为压力势能（或推进功、流动功）。在流动过程中，焓代表工作介质所携带的能量即内能和压力势能的总和。因此，在分析热机或开口系统（见热力学系统）的能量交换时，焓是常用的参数。

hanjie

焊接 (welding) 通过加热或加压，或两者并用，使用或不使用填充材料，使工件达到结合的一种施工方法。火电厂焊接施工的工件主要是管子、容器、钢结构和电气母线等。焊接的材料有低碳钢、普通低合金钢、耐热合金钢、不锈钢、铝、铜和钛等。以高压管道和锅炉受热面管子的焊接要求最高。焊接质量对电厂安全极为重要。

焊接方法及应用范围 金属焊接方法有熔焊、压焊和钎焊三类。

熔焊 焊接过程中，将焊件接头加热至熔化状态，不加压力完成焊接的方法。在火电厂施工及检修中常用的熔焊方法有焊条电弧焊、氩弧焊、二氧化碳气体保护焊、埋弧焊、铝热焊、氧乙炔焊。

（1）焊条电弧焊。手工操作焊条进行电弧焊接的方法，应用最广。

（2）氩弧焊。有钨极氩弧焊和熔化极氩弧焊两种。钨极氩弧焊是用钍钨或铈钨棒做电极，氩气做保护气体的电弧熔焊方法，主要用于锅炉受热面管子焊接、管道焊口根部的打底焊、电气铝母线和凝汽器钛管与管板焊接。可手工操作或自动焊，可填充或不填充焊丝。对中、高合金管道焊口，为防止焊口根部氧化，一般用氩气或氮氢混合气体在管内充气保护。钨极氩弧焊还可用于镜面焊。镜面焊是在锅炉受热面

管排节距小，焊口局部位置肉眼无法看到，只能借助镜面反射成像原理，通过观察镜子内的熔池来进行焊接的方法。如塔式锅炉受热面管子部分焊口需采用镜面焊。

熔化极氩弧焊是用焊丝做熔化电极的氩弧焊，主要用于大截面电气铝母线焊接。一般为半自动焊，即手工操作，机械送丝。

(3) 二氧化碳气体保护焊。用二氧化碳作为保护气体的电弧熔焊方法，自动或半自动操作，主要用于钢结构和管道焊接。

(4) 埋弧焊。电弧在焊剂层下燃烧，自动送丝及布敷焊剂，自动或半自动焊接。焊接电流大，效率高，用于焊接压力容器、箱罐及大直径钢管等。

(5) 铝热焊。将焊件两端放入特制的铸型内，留有适当间隙，进行预热后，将氧化铁粉与铝粉点燃进行化学还原反应，产生高温铁水注入铸型内，使焊件端部熔化实现焊接的方法。用于接地网焊接。

(6) 氧乙炔焊。用氧乙炔火焰作为热源的熔焊方法。只用于要求较低的小径管或薄板焊接。

压焊　焊接过程中，必须对焊件施加压力（加热或不加热），以完成焊接的方法。在火电厂施工中，主要用于钢筋焊接。

(1) 钢筋闪光对焊。将两钢筋安放成对接形式，利用电阻热使接触点金属熔化，产生强烈飞溅，形成闪光，迅速施加顶锻力完成的一种压焊方法。

(2) 钢筋电渣压力焊。将两钢筋安放成竖向对接形式，利用焊接电流通过两钢筋端面间隙，在焊剂层下形成电弧过程和电渣过程，产生电弧热和电阻热，熔化钢筋，加压完成的一种压焊方法。

(3) 钢筋气压焊。采用氧乙炔火焰对两钢筋对接处加热，使其达到塑性状态或熔化状态后，加压完成的一种压焊方法。

(4) 预埋件钢筋埋弧压力焊。将钢筋与钢板安放成 T 形接头形式，利用焊接电流通过，在焊剂层下产生电弧，形成熔池，加压完成的一种压焊方法。

钎焊　用比母材熔点低的钎料和母材一同加热，使钎料熔化（母材不熔化），钎料熔化后润湿并填满母材连接的间隙，钎料与母材相互扩散形成牢固的连接。钎料的熔点低于 450℃的为软钎焊，如锡焊；钎料熔点高于 450℃的为硬钎焊，如汽轮机转子叶片拉筋的银焊。

弧焊电源　从焊接电流的种类分为交流和直流两大类；从输出伏安特性（静外特性）分为下降特性和平特性两大类。交流弧焊电源主要是具有下降特性的弧焊变压器，用于焊条电弧焊、埋弧焊，以及铝和铝合金钨极氩弧焊。直流弧焊电源有弧焊发电机、硅整流弧焊机、晶闸管弧焊整流器和逆变式弧焊整流器等多种。后两种弧焊电源用料少、能耗低、性能好，从 20 世纪 80 年代开始，已逐步取代前两种弧焊电源。焊条电弧焊和钨极氩弧焊使用下降特性的直流弧焊电源，熔化极氩弧焊和二氧化碳气体保护焊则使用平特性的直流弧焊电源。粗丝埋弧焊直流电源输出特性通常为下降特性。

焊接材料　焊接时消耗的材料的统称，如焊条、焊剂、焊丝、气体等。

焊条　电弧焊使用的焊条由金属焊芯外包药皮制成。药皮的作用是稳定电弧，形成溶渣及产生气体以隔绝空气，对焊缝金属脱氧去硫、磷和掺入合金元素，并改善焊条工艺性能等。焊条按形成熔渣的碱度分为酸性焊条和碱性焊条两类。酸性焊条的工艺性能较好，使用交、直流焊机均可，但焊缝的纯净度及机械性能不及碱性焊条。碱性焊条是低氢型焊条，机械性能特别是冲击韧性和抗裂性较好，但对焊口表面清洁度要求较高。重要工件焊接都使用碱性焊条。

焊剂　用于埋弧焊及电渣焊的颗粒状焊接材料，焊接时熔化成熔渣和气体，对熔化金属起保护和冶金作用。

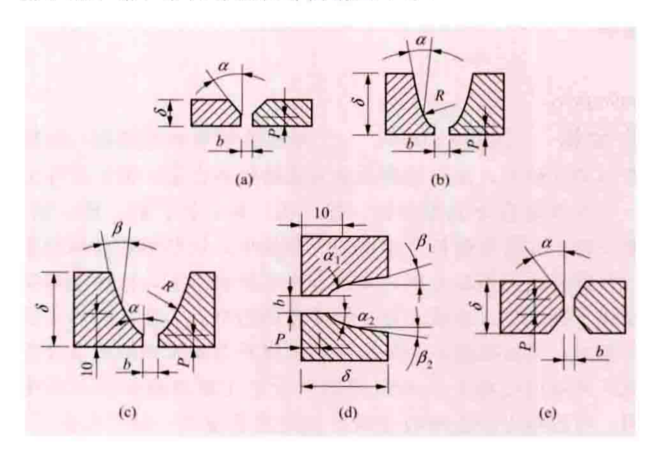
焊丝　焊接时作为填充金属或同时起导电作用的金属丝，用于钨极氩弧焊、埋弧焊和氧乙炔焊。

药芯焊丝　圆形或异形钢管，内中填充一定成分的药粉，拉制而成的焊丝，用于钢结构、管道焊接。

焊接材料选用　同种钢焊接时使用的焊条，焊丝的熔焊金属成分和性能应与母材相当。异种钢焊接时，若均非奥氏体不锈钢，应选用成分与合金含量低的一侧相匹配，或介于两者之间的焊条（焊丝）；若两侧之一为奥氏体不锈钢，应选用含镍量较高的不锈钢焊条（焊丝）。

焊接工艺　焊接过程中的一整套技术规定，包括焊接接头加工装配、焊条及焊剂烘干、焊前预热、焊接线能量控制、层间温度控制、焊后热处理和后热等要求。

焊接接头加工装配　焊接接头的基本类型有对接、搭接、T 形接和角接四种。根据设计或工艺需要将焊件的待焊部位加工成一定形状，经装配后形成的沟槽称为坡口。常见的对接坡口有 V 形、U 形、双 V 形、X 形等（见图）。焊接接头的装配应符合设计图纸规定的尺寸和角度，坡口处的锈、油、垢、水汽等应在焊前清理干净。



焊接接头坡口类型

(a) V 形；(b) U 形；(c) 双 V 形水平管；
(d) 双 V 形垂直管；(e) X 形

焊条及焊剂烘干　使用前应按规定温度烘干。碱性焊条使用前在 350～450℃温度下烘干，然后保存在 100～150℃的烘箱或保温筒内，随用随取，避免在空气中吸潮。

预热　对具有淬硬倾向的钢、较厚的低碳钢和普通低合金钢焊件，为降低焊后冷却速度及淬硬程度，减小焊接应力，防止产生焊接裂纹，在焊前应按规定预热。

焊接线能量　焊接时由电弧热源输入单位长度焊缝上的能量（J/cm），与焊接电流大小和运条速度等工艺参数有

关，适当增大焊接线能量可减小焊缝和热影响区的淬硬程度，防止产生裂纹，但线能量过大会使接头过热，塑性和韧性降低。含9%～12%铬的马氏体耐热钢焊接时应严格控制焊接线能量。

层间温度　多层焊时，在施焊后继焊道之前，相邻焊道间应保持的温度。层间温度偏低，焊接裂纹倾向会增加；层间温度偏高，则焊接接头的塑性和韧性下降。

焊后热处理　焊后，为改善焊接接头的组织和性能或消除残余应力而进行的热处理。

后热　对容易产生延迟裂纹的焊件，若焊后不能立即进行热处理，应即将焊件加热到300～350℃范围，保温2h以上进行后热（又称消氢处理）。

焊接质量控制　包括焊前检查、焊接中间检查及焊后质量检查验收。

焊前检查　内容有：母材及焊接材料的质量保证书或复验报告；焊接设备完好情况；焊接材料的保管、烘干及领发制度；焊接工艺指导书及工艺评定报告；焊工、热处理工、焊接质检员、无损探伤等金属试验人员持证上岗情况；金属试验室设备及管理情况；焊接环境条件；坡口、对口及点固焊情况等。

焊接中间检查　内容有：要求全焊透的单面焊焊缝的焊透度；双面焊焊缝清理情况；多层焊焊缝层间清理情况；预热、层间温度、焊接线能量、后热、焊后热处理是否符合规定等。

焊后质量检查验收　内容有：焊缝表面清理情况、焊缝尺寸、外观缺陷；合金钢焊缝光谱复查报告；无损探伤报告；耐热合金钢焊缝热处理后硬度检测报告；按规定所做试件的力学性能、断口及金相试验报告；焊接及热处理记录等。

hejingang

合金钢

(alloy steel)　为改善钢的某些性能，在碳素钢的基础上，加入适量合金元素的铁碳合金。由于世界上一些含低量合金元素如锰、铬、钒、铌、钛、硅、磷、铜、硼及稀土元素等的低合金钢的飞速发展，这些钢的冶炼和加工与碳素钢无明显差别，加入合金元素量不多，但性能却明显优于碳素钢，造成了合金钢界定的困难。为此，在界定合金钢时，将这些统称为低合金钢的钢种与碳素钢组成非合金钢，并将可以称为合金钢的钢中合金元素含量提高，在中国，可以称为合金钢的适量合金元素含量为：锰≥1.40%；硅≥0.90%；铬、镍、钴≥0.5%；钛≥0.13%；钒≥0.12%；铝、钼、钨≥0.10%以及硼≥0.0005%等。

合金钢是钢按成分分类的名称，加入的合金元素通过影响钢的组织和热处理性能来达到改善钢性能的目的，使合金钢在力学、物理、化学、耐热及某些工艺性能上优于碳素钢。

按化学成分，合金钢分为低合金钢（合金元素含量≤5%）、中合金钢（合金元素含量>5%～10%）和高合金钢（合金元素含量>10%）。按用途，合金钢可分为合金结构钢、合金工具钢和特殊钢。合金结构钢用于制造机器的结构件，如构件、传动件、连接件等。它们要求较高强度及良好韧性的配合，一般是含低、中碳的合金钢，包括低合金钢、管子和压力容器钢、调质钢、渗碳钢、弹簧钢等。合金工具钢用于制造工具，多为高碳合金钢，如量具钢、模具钢、刃具钢。特殊钢为有各种特殊物理和化学性能的钢，如不锈钢、耐热钢、磁钢、耐磨钢等。按含的主要元素划分，有锰钢、铬钢、铬钼钢、铬钼钒钢等。按正火状态下金相组织分，有珠光体钢、贝氏体钢、奥氏体钢、马氏体钢等。

火力发电设备重要的部件均采用合金钢。如高温下工作的过热器和再热器管及其联箱采用的15CrMoG、12Cr1MoVG、12Cr2MoG、T/P91、T/P92以及奥氏体耐热钢TP347H、HR3C等；锅筒用13MnNiMoNb（德国钢号BHW35）合金钢板；汽轮机螺栓和螺母采用35CrMo、25Cr2Mo1VA、20Cr1Mo1VTiB以及Cr12WMoNbVB等；汽轮机叶片用Cr11MoV、Cr12WMoNbVB以及2Cr12NiMo1W1V等；汽轮机转子、发电机转子、发电机护环用30Cr1Mo1V、26Cr2Ni4MoV、1Mn18Cr18N等。

hejinxiang fenxi

合金相分析

(alloy phases analysis)　对合金中合金相的数量、结构、组成、大小、形态、分布及合金元素在相间的分配进行分析的试验方法。合金相是合金中由两种元素或两种以上元素组成的有不同结构和不同排列方式的相，相间有相界面隔开。除固溶体外，合金相主要有诸如γ′相、γ″相、η相、σ相、δ相、拉维斯（Laves）相、μ相、G相、χ相等金属间化合物相，碳化物相，硼化物相和氮化物相等。合金相分析的一般操作程序与金属碳化物分析相同。即将要分析的合金相通过电解提取与基体合金相分离进行分析，或不分离但用仪器进行单独分析。虽然钢和合金中析出相的电解提取具有许多共同点，但由于它们的基体和析出相的组成、结构等不同，因而在电解提取方法上具有一定的差异性。应该根据被分析对象的电化学特性选择合适的电解制度提取合金中的第二相或某几相。

hejin yuansu qianyi

合金元素迁移

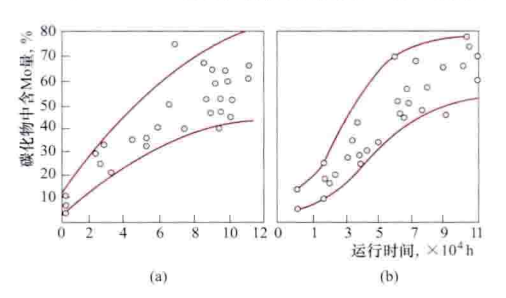
(alloy elements migration between solid solution and carbides)　随时间推移，金属材料中合金元素由一种组织组成物向另一种组织组成物（包括产生新的组织组成物）转移的现象，又称合金元素再分配。火电厂最普遍使用的珠光体耐热钢和马氏体耐热钢，其原始状态组织中存在着铁素体（固溶体）和碳化物两相，则合金元素的迁移是指钢中主要强化元素如Cr、Mo、V等在高温长期运行中从铁素体向碳化物转移的现象和过程。对某些高温构件用的奥氏体耐热钢，其原始组织虽是单相奥氏体（固溶体），但在高温运行过程中钢中主要强化元素如Cr、Mo、V、Nb等也可能发生迁移过程，析出碳化物相，并继续发展。耐热钢中合金元素的迁移既包含固溶体和碳化物的合金元素含量（即成分）的变化，也包含由此造成的碳化物数量、结构类型和分布形式（分布在晶内还是晶界上，是弥散分布还是大颗粒碳化物等）的变化。研究合金元素迁移过程的目的是了解这种迁移过程对钢性能的影响并实行监督，以保证火电厂高温构件的安全运行。

合金元素迁移机制　作为溶质的合金元素原子进入作为溶剂的铁的晶格中成为合金固溶体时，由于两者原子直径的

不同造成的晶格畸变。这种畸变使合金铁素体（或奥氏体）比非合金的强度高而且不稳定。碳化物则由于是化合物，内能较低，较稳定。因此，只要温度水平达到合金元素原子有充分活动的能力（一般要高于500℃）时，就会发生这种由固溶体到化合物的迁移过程。

影响合金元素迁移的因素　主要是温度、运行时间、应力和合金元素等。温度越高，合金元素迁移速度越快；时间越长则过程进行得越充分；运行中的拉应力会加速迁移过程的进行。

合金元素迁移的实例　图中所示为12CrMo钢和15CrMo钢主蒸汽管材料在510℃长期运行过程中，碳化物中含Mo量随时间的变化。图中所有试验点来自实际运行的主蒸汽管。12CrMo和15CrMo是珠光体耐热钢，钢中碳化物中含Mo量的增加意味着固溶体即铁素体中含Mo量的减少。含Mo量的变化同样也意味着碳化物结构类型、数量和分布状态的变化，分析证明12CrMo钢未运行时主要碳化物为M_3C（M表示金属元素）类型，随时间推移则Mo_2C型碳化物增多并出现$(Cr、Mn)_7C_3$和M_6C型等复杂碳化物，相对量和分布状态也随之变化。



510℃下长期运行后12CrMo、15CrMo钢中碳化物含Mo量的变化
(a) 12CrMo钢；(b) 15CrMo钢

合金元素迁移的测试方法　可用碳化物分析（成分和二次相分析）、X射线结构分析（分析碳化物结构类型）和电子衍射等。（见金属碳化物分析、X射线衍射技术、金属电子显微技术）

heidu

黑度

（blackness）　实际物体的辐射力E与同温度下黑体的辐射力E_b的比值，又称发射率，以符号ε表示，$\varepsilon=(E/E_b)_T$。黑度的大小反映了物体发射辐射能的能力的大小，是辐射换热中的重要参数。

G. R. 基尔霍夫（Gustav Robert Kirchhoff，1824—1887）通过人工空腔实验（见黑体辐射），论证了在相同的温度下以黑体的辐射力为最大；物体表面的黑度在数值上等于该表面对来自同温度黑体的投入辐射的吸收率。因此，具有最大辐射力的黑体（黑度$\varepsilon=1$）也具有最大的吸收率：$\alpha=1$，即黑体能够吸收向其表面投射的全部辐射能，而不反射或透过任何辐射射线。

各种实际物体的黑度与材料的种类、表面状况、温度等有关。物体对某一波长（λ）辐射能的吸收率称为单色吸收率（α_λ）。一般地，物体对不同波长辐射能的吸收率是不相同的，如果某一物体的单色吸收率与投入到该物体表面的辐射能的波长无关，即：$\alpha_\lambda=\alpha=$常数，则称该物体为灰体。灰体发射辐射能随波长的变化具有与黑体发射辐射能的普朗克分布相似的性质，它的黑度与辐射能的波长无关，即：$\varepsilon_\lambda=\varepsilon=$常数。所不同的是对于黑体，$\varepsilon=\alpha=1$；对于灰体，$\varepsilon=\alpha<1$。

黑体与灰体都是理想化物体。实际物体既不是黑体，也不是灰体。它们的引入有助于对辐射换热做简化和近似，采用黑度一个物性参数就可以描述物体所具有的基本辐射特性。各种物体的黑度可查手册。黑度指的是对热射线而不仅是可见光线的辐射和吸收能力，黑色的物质往往具有比较大的黑度，但是对于红外辐射而言，白颜色的表面决非一定是低黑度的物质，如雪、霜和冰恰恰是自然界能找到的黑度较高的物体中的典型例子。模拟绝对黑体的人造空腔是人们能够得到和利用的黑度最高的物体。

heiti fushe

黑体辐射

（blackbody radiation）　研究实际物体吸收和发射辐射能量时的一种比较基础。黑体辐射能量是相同温度下各种物体发射的最大辐射能量。

黑体　反射率和透射率均为零，而吸收率$\alpha=1$的物体。黑体是一个纯粹理想化的概念。

不同波长的可见光线被物体完全吸收时，呈现在人们眼前的物体表面是一片漆黑，这是黑体名称的来源。黑体定义中所要求的是它能吸收全部波长的热射线，而并不单是可见光线。因此物体对热射线的吸收能力的高低，不能按物体的表面颜色来判断，例如霜、雪和石灰墙壁，尽管它们呈现白色，但对于红外线热辐射而言却是自然界中存在的接近于黑体特性的物质。

黑体是理想的吸收体和发射体，它是自然界所有物质在辐射和吸收能力方面可能达到和逼近的极值物质。尽管自然界中不存在真正的黑体，但是黑体的引入却是热辐射中很有用一个概念。

黑体辐射定律　假设一个壁面温度均匀且与外界绝热的真空腔，腔中放置一个与腔壁相同温度的微元黑体平板（见图1）。根据热力学第二定律，在体系处于热平衡状态时，微元黑体平板向四周辐射的热流率为E_b，而腔壁投向平板的热流率也应该是E_b。如把黑体平板换之以吸收率为α的微元平板，其他情况维持不变，这时微元平板吸收由腔壁辐射来的热流率为αE_b。在体系仍然保持热平衡的情况下，它向四周辐射的热流率（E）也应该是αE_b，即$E=\alpha E_b$。这就是基尔霍夫定律，它表明任何物体的发射率（ε）（称为黑度）在数值上与其相同温度下的吸收率（α）相等，即$\varepsilon=\alpha$。实际物体的α值总是小于1.0，因此任何真实物体的黑度亦总是小于1.0，它的辐射能力总是小于同温度下黑体的辐射能力。

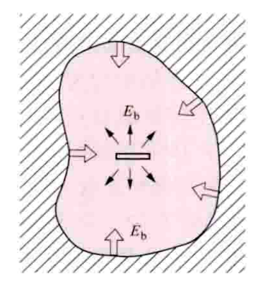


图1　基尔霍夫定律推导示意

虽然真正的黑体表面在自然界是找不到的，但是可以制作出高精度的人工黑体。基尔霍夫定律指出，吸收全部投射辐射的物体就是黑体。因此，可把表面上开有小孔的空腔（见图2）看作是黑体。任何射进小孔的辐射线在空腔内壁

来回反射，如果壁面的黑度不是太小，每反射一次，辐射能量即被吸收一部分。几经反射后，辐射线的能量基本上被腔壁全部吸收，空腔即趋近为黑体。小孔越小，趋近于黑体的程度就越高。

图 2 空腔辐射示意图

有关黑体辐射的其他基本定律有：斯忒藩-玻耳兹曼的热辐射四次方定律（1884）、维恩的位移定律（1896）、普朗克的单色辐射强度定律（1900）和兰伯特的辐射余弦定律（1860）等。（见辐射换热）

黑体间的辐射换热计算　黑体间的辐射换热比较容易计算。如果互相看得见的两个黑体表面的温度分别为 T_1 和 T_2（见图3），面积分别为 A_1 和 A_2，符号 r 和 β_1、β_2 的几何意义见图，则由面积 A_1 投射到 A_2 的辐射能为

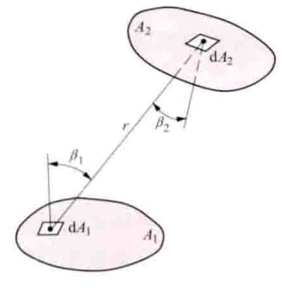


图 3　两表面间的辐射换热

$$Q_{1-2}=F_{1,2}A_1E_{b1}，\text{W} \tag{1}$$

式中的辐射角系数为

$$F_{1,2}=\frac{1}{A_1}\int_{A_1}\int_{A_2}\frac{\cos\beta_1\cos\beta_2}{r^2}dA_1dA_2 \tag{2}$$

两个黑体表面之间的辐射换热量为

$$\begin{aligned}Q_{1,2}&=F_{1,2}A_1\ (E_{b1}-E_{b2})\\&=F_{2,1}A_2\ (E_{b1}-E_{b2})，\text{W}\end{aligned} \tag{3}$$

参考书目

张学学，李桂馥，史琳．热工基础．2版．北京：高等教育出版社，2006.

Hengbin Fadianchang

横滨发电厂　（Yokohama Power Plant）　位于日本神奈川县横滨市鹤见区大黑町。电厂始建于1962年，其中1～5号机组均为175MW常规汽轮发电机组，于1962～1964年间建成投产；6号机组为350MW常规汽轮发电机组，于1968年投产；7～14号机组均为350MW单轴燃气-蒸汽联合循环发电机组，于1996～1998年间投产。电厂1～3号机组于2000年退役，运行年限均达到38年左右；4号机组于2004年退役，运行年限41年；截至2011年底，电厂运行机组为1×175MW＋1×350MW＋8×350MW，总发电装机容量为3325MW。

所有机组以液化天然气为主要燃料，原油、重油为辅助燃料；机组以带基本负荷为主，并参与电网调峰。

5、6号机组为亚临界、一次再热型汽轮发电机组，主蒸汽参数为16.9MPa/566℃/566℃。7～14号单轴燃气-蒸汽联合循环机组中，燃气轮机采用美国通用电气公司（GE）MS9001FA型燃气轮机，额定出力226MW（ISO），入口燃气温度为1280℃，排气温度为600℃；蒸汽轮机为双缸单再热式设计，额定出力125MW，采用三压再热式蒸汽循环系统，高、中、低压蒸汽参数分别为10.3MPa/538℃、2.4MPa/536℃、0.5MPa/275℃；余热锅炉为三压卧式炉，额定蒸发量为382t/h；蒸汽轮机和余热锅炉均由日本东芝公司（Toshiba）供货；机组热效率为54%（LHV）。



横滨发电厂外貌

7～14号燃气-蒸汽联合循环机组主厂房为3层建筑；运转层布置在第3层，安装有余热锅炉，以及单轴布置的燃气轮机、汽轮机、发电机。燃气轮机经轴流排气送入余热锅炉。

7～14号燃气-蒸汽联合循环机组中，燃气轮机采用干式预混合式低 NO_x 燃烧器，在余热锅炉内安装脱硝效率大于90%的干式氨接触还原法脱硝装置，额定工况下 NO_x 排放浓度为 $5\times10^{-6}m^3/m^3$。厂房、烟囱等建构筑物的景观设计和颜色配置注重与周围城市环境相互协调，成为一道城市景观。

hongwai jiance

红外检测　（infra-red inspection）　红外检测技术是利用物体辐射红外线的特征进行非接触的检测方法。红外线是一种电磁波，波长为0.76～100μm，按波长的范围可分为近红外、中红外、远红外、极远红外四类，在电磁波连续频谱中的位置是处于无线电波与可见光之间的区域。

任何物体由于其自身分子的运动，都会不停地向外辐射红外热能，从而在物体表面形成一定的温度场，俗称“热像”。红外检测正是通过这种吸收红外辐射能量，从而测量设备表面的温度及温度场分布的技术。红外检测设备集光电成像技术、计算机技术、图像处理技术于一身，通过接收物体发出的红外线（红外辐射），将其热像显示在荧光屏上，判断物体表面的温度分布情况，具有准确、实时、快速等优点。电力系统常用的红外检测设备有红外测温仪、红外热电视、红外热像仪等。红外热电视、红外热像仪等设备利用热成像技术能将这种看不见的“热像”转变成可见光图像，使测试效果直观，灵敏度高，能检测出设备细微的热状态变化，准确反映设备内部、外部的发热情况，可靠性高，对发现设备隐患非常有效。

红外检测技术的优点是能非接触遥控测量，直接显示实时图像，灵敏度较高，检测速度快。红外热像仪具有结构简单，使用安全，信息数据处理速度快，能实现自动化检测和永久性记录，在检测时受试件表面光洁度影响小等特点。红外检测广泛应用于金属、非金属构件，尤其适用于导热系数低的材料。包括检测复合材料、胶接结构和叠层结构中的孔洞、裂纹、分层和脱粘类缺陷；还可用于聚合物、橡胶、尼

龙、胶纸板、石棉、有机玻璃、水泥制品、陶瓷等的质量检测；对固体火箭发动机整体或壳体、航空发动机喷管、涡轮叶片、电子仪器的整机或组件（如印刷电路板、集成电路块等）的温度监控；可以检查元件的质量、钎焊质量及工作状态；并且在电力设备（如发电机组的换向触点、变压器、高压绝缘子、高压开关与触头、输变电线路等）的热点检测、铁路车辆的热轴检测、建筑工程中墙体构造异常和墙饰面层质量的检测，以及石油化工、采暖、节能等多方面的检测中都获得了应用。

红外检测的缺点是检测灵敏度与热辐射率相关，受试件表面及背景辐射的干扰，受缺陷大小、埋藏深度的影响，对原试件分辨率差，不能精确测定缺陷的形状、大小和位置。在检测时对时间-温度关系要求严格，检测结果的不确定性较高，需要有参考标准，检测操作人员需具有成熟经验等。红外热像仪已能将温度的测量、修正、分析、图像采集、存储合于一体，仪器的功能、精确度和可靠性都有提高。

huaxiao xitong

滑销系统 (sliding key system) 为使汽轮机的汽缸定向自由膨胀或收缩，并保护机组各部件正确的相对位置，在汽缸与基座或轴承座之间所设置的一系列滑键。

汽轮机在起动、正常运行和停机时，汽缸各处因温度不同而膨胀各异。设置滑销系统的目的，除了使汽缸可以定向自由膨胀和收缩之外，还可以保持汽轮机动静部分之间不碰磨和转子与静子之间尽可能同心。

滑销系统一般设置在汽缸与基础台板以及汽缸与轴承座之间（见图1），一般由横销、纵销、立销、猫爪横销和角销组成，保证汽缸按规定方向可前后、左右和上下自由膨胀和收缩。

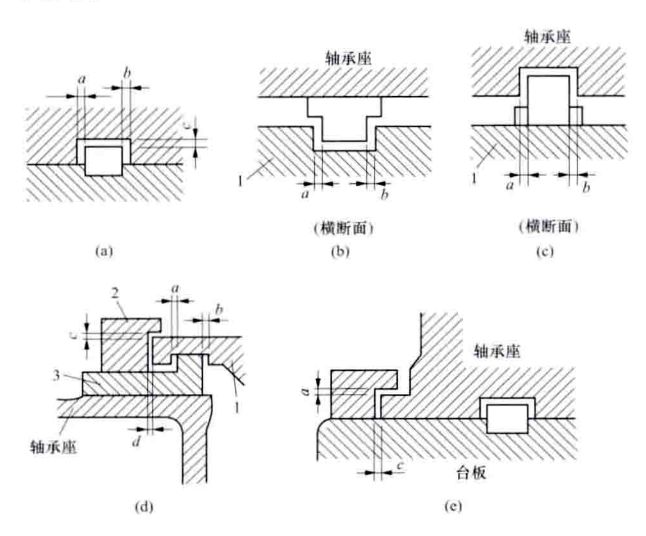


图1 滑销的结构及间隙示意图
(a) 纵销或横销；(b) 立销（固定于轴承座）；(c) 立销（固定于汽缸上）；(d) 猫爪横销；(e) 角销
1—汽缸；2—猫爪压销；3—猫爪横销

横销 一般设置在低压缸排汽室的横向，左右两侧各装一个［见图1（a）］，其目的为保证汽缸的横向自由膨胀并起导向作用，形成纵向膨胀死点。

纵销 一般设置在前、中轴承座底部与基础台板的接合面之间的汽轮机轴向中心线上［见图1（a）］，其目的为保证汽缸和轴承座沿纵向自由膨胀，并起导向和保持汽缸横向对称膨胀的作用。纵销中心线与横销中心线的交点构成汽缸的死点。

立销 一般设置在高、中、低压缸前后端与轴承座之间［见图1（b）和图1（c）］，其目的为保证汽缸垂直上下自由膨胀并起导向作用。立销和纵销共同保持汽缸的轴向垂直中心面不变。

猫爪横销 一般设置在高、中压缸前后轴承的水平接合面与下汽缸或上汽缸端部的猫爪之间［见图1（d）和图2］，汽缸搭装在轴承座上，其目的是保证汽缸的横向自由膨胀并起导向作用，同时根据汽缸的胀缩，推动轴承座连同高、中压缸前后移动，以保持汽缸与转子相对位置不变。

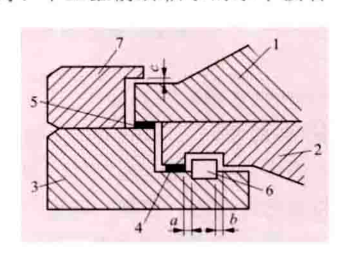


图2 猫爪横销结构
1—上缸；2—下缸；3—平垫；4—安装垫块；5—工作垫块；6—横销；7—猫爪压销；
a、b—横销两侧间隙；
c—压销间隙

角销 又称压板，一般设置在高（中）压缸前后轴承座底部的左右两侧［见图1（e）］，其目的为保证轴承座与基础台板紧密接触，防止轴承座在汽缸前后猫爪的作用下翻转翘起。

机组的热膨胀 汽轮机静子相对于机组轴向和径向基础的基准点的热膨胀量。机组在起停工况、稳定和瞬态工况时，各部件的温度分布和变化速率不同，一般转子加热和冷却的速率比静子部件快，在热膨胀和冷收缩过程中，动、静部件间存在轴向和径向相对膨胀，轴向相对膨胀称为相对胀差，或简称胀差。为控制胀差和防止动静部件相碰而造成事故，在总体结构设计计算胀差时，通常选择两种膨胀基准点，即静子相对于机组基础的基准点和转子相对于静子（某点）的基准点，分别称其为机组的绝对死点和相对死点。对双层汽缸，还要确定内缸相对外缸的死点。转子相对静子的相对死点只有一个，它通常被选定在转子轴向推力盘处。静子相对于机组基础的绝对死点是静子热膨胀计算的基准点，也是静子膨胀的起始点。对于中小功率汽轮机组，通常为单缸结构，机组轴向尺寸较短，汽缸绝对轴向热膨胀值不大，因此往往采用一个死点，通常设在凝汽器中心线处。对大功率多缸汽轮机，由于机组轴向尺寸长，绝对膨胀值大，机组膨胀时各台板的摩擦力也大，常选择两个死点，将机组沿轴向划分成按不同方向膨胀的段，通常分别布置在两个低压缸处，有利于控制机组胀差值及减少汽缸膨胀摩擦阻力，使机组膨胀舒畅。

热膨胀计算是计算静子和转子的轴向和径向相对热膨胀值。为使热膨胀计算能比较准确反映实际运行情况，除了计算热膨胀外，还应计及静子和转子部件承受载荷后的变形的影响，并应参照已投运的同类型或结构相似的机组在运行中的绝对膨胀值和胀差数据做必要的修正。

径向间隙变化与轴向相对胀差不同，因温度引起的变化相对较小。

四缸四排汽口汽轮机的热膨胀及滑销系统见图3。

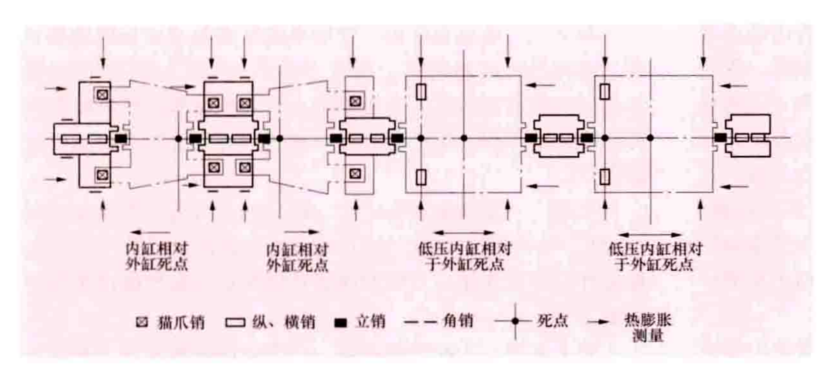


图 3　四缸四排汽口汽轮机热膨胀及滑销系统示意图

部门职责范围和监督内容，制定相应规程制度。

随着发、供电设备容量、参数的提高，对水、汽、油、气、燃料质量的要求越来越高，要求化学监督工作必须走向规范化和科学化，为此，要研究、使用先进的水处理工艺、不断发展痕量检测技术、状态监测技术、在线监测技术、自动控制技术、专家诊断系统等新技术。使化学监督工作能及时准确地从水、汽、油、气、燃料的质量反映出发、供电设备的状况和变化。

huaxue jiandu

化学监督

(chemical supervision)　对电力建设和生产中的水、汽、油、气（氢气、六氟化硫等）、燃料等的质量进行监测、控制、调整、综合分析和管理的过程，同时还包括对热力设备和发（供）电设备在安装、调试、运行、检修过程中的各种有关化学工作的检查和监测以及对设计阶段有关化学工作的管理。化学监督应坚持“预防为主”的方针，以标准、规程、导则、制度为依据，采用适应电力生产发展的科学的管理方法、完善的管理制度和先进的检测手段，准确地对发、供电设备状态进行监督和判断，防止和减缓热力设备腐蚀、结垢、积盐（沉积物）及油质劣化，及时发现和消除发、供电设备的隐患，防止设备损坏和事故的发生，提高设备的安全性，延长使用寿命，提高机组运行的经济性。

化学监督工作按专业分为：①各类水、汽质量的监督（见水汽质量监督）；②电力用油、气质量的监督（见油质监督）；③燃料的质量监督（见燃料质量监督）；④废水处理与监督。

化学监督工作贯穿于设计、验收、安装、调试、运行、检修、停（备）用和起动等全过程。

在设计阶段，主要是监督化学系统、设备、仪器、材料（包括离子交换树脂、油品、气体介质和燃料等）的选择和布局，是否满足安全生产、经济合理、技术先进和环境保护要求。

在基建阶段，主要是检查和监测热力设备、充油（气）电气设备出厂和进入安装现场的保管、安装、试压、化学清洗、起动前冲洗、清理的质量，以及监督起动投运过程中是否符合水、汽、燃料、油、气质量的要求。

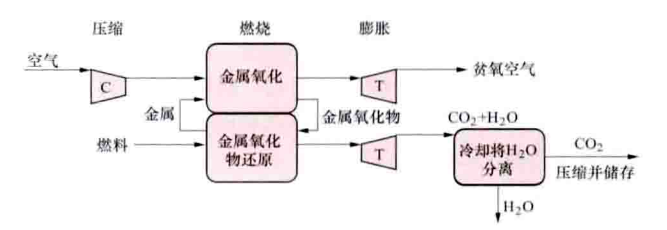
在生产过程中，化学监督主要工作有：①在运行中按规定周期（定期或连续）对水、汽、油、气及燃料进行采样、测定；②在检修中对设备内部的状况（如热力设备中的沉积物和腐蚀）进行检查，并取样分析；③对测定数据进行整理、分析和判断（诊断）；④发现问题，提出对策；⑤将一定时间（如半年、一年、一个大修期）的测定数据进行整理和综合分析，掌握运行规律，研究改进和提高措施。

化学监督管理主要是制定完整的试验方法和规程制度，建立、健全有关技术档案。化学监督工作与发、供电单位各部门、各设备的运行密切相关，应明确规定各

huaxuelian ranshao

化学链燃烧

(chemical-looping combustion, CLC)　燃料不直接与空气接触，采用载氧体来完成燃料燃烧的过程。载氧体又称载氧剂，通常是金属氧化物。借助于载氧体的作用，将燃料与空气的反应分解为两个气-固反应：一个为利用金属氧化分离空气中的氧（金属氧化）；另一个为载氧体将氧传递给燃料，进行燃料的无火焰燃烧（如图），金属氧化物又还原为金属。燃料与空气的反应在空气反应器中进行。



化学链燃烧系统流程图

空气反应器中的反应相当于空气分离过程，空气中的氧气同金属反应生成氧化物，从而实现了氧气同空气的分离，而不需要独立的空气分离系统。燃料和氧气之间的反应被燃料同金属氧化物之间的反应替代，相当于从金属氧化物中释放氧气与燃料燃烧。金属氧化物在两个反应器之间的循环速率及其在反应器中的平均停留时间，决定了反应器中的热量和温度平衡，从而控制着反应的进行。

燃料侧反应为

$$\text{燃料}+MO(\text{金属氧化物})=\!=\!=CO_2+H_2O+M(\text{金属}) \quad (1)$$

空气侧反应为

$$M(\text{金属})+O_2(\text{空气})=\!=\!=MO(\text{金属氧化物}) \quad (2)$$

燃料侧反应产物只有 CO_2 和水蒸气，CO_2 没有被 N_2 稀释，可以通过冷凝水蒸气的方法直接对 CO_2 进行回收利用，不需要额外的能量和分离装置，从而提高了 CO_2 捕集效率。

由于化学链燃烧中燃料与空气不直接接触，空气侧反应不产生燃料型 NO_x；此外，无火焰的气固反应温度远远低于常规的燃烧温度，因而可以控制热力型 NO_x 的生成。

化学链燃烧原则上可以用于燃气轮机循环和汽轮机循环，前者需要采用高压反应器，后者则多采用常压反应器。在燃气轮机循环中，燃料反应器替代了燃气轮机的燃烧室，氧化反应放出的热量用于加热进入透平的工质气体。透平出口的低压 CO_2 在冷却后进行压缩，以便于管道运输。在汽轮机循环中，利用燃料反应器表面的换热装置加热给水，产

生高温高压的蒸汽用于发电。采用天然气的化学链燃烧能够将上述两种循环结合，组合成燃气-蒸汽联合循环，同时产生常压的CO_2，这种系统的供电效率在45%～50%。

化学链燃烧技术基于化学能梯级利用，具有比传统燃烧方式更高的能源利用效率，并且在二氧化碳减排、氮氧化合物零排放方面具有优势，但化学链燃烧技术还尚未成熟，需要进一步研究：①寻找高效、经济、与环境友好的载氧剂；②氧化反应器和还原反应器优化设计；③化学链燃烧反应过程中，要控制气体泄漏、抑制积炭等；④避免载氧剂颗粒进入大气中，产生新的金属污染；⑤化学链燃烧与能量利用系统的耦合及CO_2减排一体化集成。

huaxue qingxi feiye chuli

化学清洗废液处理 (treatment of chemical cleaning waste) 对用化学药剂清洗设备后排出的废液进行处理，使水质符合有关排放标准的工艺。火力发电厂化学清洗废液包括新建锅炉清洗和运行锅炉周期性清洗时排放的酸洗废液和钝化废液（见锅炉化学清洗）。废液中的污染物随所用酸洗、钝化介质以及设备材质的不同而不同。酸洗废液中主要含盐酸、氢氟酸或柠檬酸等游离酸和酸洗产物（如三氧化二铁、四氧化三铁等金属氧化物，铁的氟络合物或柠檬酸络合物等，以及有机缓蚀剂）；钝化废液中主要含过量的钝化剂，如联胺和亚硝酸钠等有毒物质。因此，为防止污染环境，化学清洗废液必须进行处理后才能排放。

化学清洗废液具有排放时间短、排放量大和废液中的污染物浓度在排放过程中变动很大等特点，化学清洗废液的排放量与锅炉出力和型式、酸洗方法以及所采用的酸洗介质有关，一般为锅炉及其汽水系统总容积的7倍。因此，要设置足够容量的储存槽以存放全部化学清洗废液，并在槽中装设合适的搅拌装置，使废液在槽内混合均匀。有时可在槽内进行初步处理，然后再进行批量处理。酸洗废液与钝化废液有时要分开存放，尤其是亚硝酸钠遇酸能转成不稳定的亚硝酸，分解成氮氧化物，污染环境。由于使用的酸和钝化剂不同，处理的方法也不同。

盐酸废液处理 一般用石灰中和沉淀法。处理时，先向废液中添加石灰中和至pH值为10.5～11，使废液中铁等重金属呈氢氧化物沉淀析出。处理后的清液可排至灰场做稀释、沉淀处理或与锅炉补给水除盐设备再生废水合并处理。如果盐酸废液中化学需氧量（COD）值（由铁、铜等引起）和生化需氧量（BOD）值（由缓蚀剂等引起）较高，可在中和沉淀处理前增加氧化处理。氧化处理时，先将废液pH值调整至2.0，再添加漂白粉或次氯酸钠等氧化剂进行氧化，以降低COD和BOD值。澄清池中沉淀的泥渣经浓缩和脱水或自然干燥后可填坑或埋入土中。

氢氟酸废液处理 采用氟化钙沉淀法。将氢氟酸废液与石灰粉或石灰乳同时注入处理池中，准确调整两者配比，石灰加入量为氟化氢摩尔量的1.3倍，控制废液pH值在7.5～8.0范围，不断搅拌，使氟离子和石灰充分反应，直至氟离子浓度小于10mg/L。废液中含有的大量铁离子生成氢氧化铁絮状物，吸附氟化钙微粒，改善处理效果。为彻底降低氟离子的浓度，可用$Al_2(SO_4)_3$进一步进行处理，每毫克氟耗用0.89mg$Al_2(SO_4)_3$。最后也可将处理过的废液或上部清液排至灰场。

柠檬酸废液处理 废液中含有过剩酸和重金属的络合物和螯合物，其COD值一般为600mg/L，有时高达10000mg/L，采用焚烧法或氧化分解法处理。

焚烧法 先用苛性钠调节柠檬酸废液pH值至中性，经过滤器过滤后送至焚烧箱，再用泵送入设在锅炉燃烧器上部的喷嘴雾化，喷入炉膛的火焰中焚烧。小时焚烧量按锅炉蒸发量的0.5%考虑，1台600MW机组的锅炉化学清洗废液需经50～60天才能焚烧完（按每天焚烧8h计算）。焚烧生成物为氮气、二氧化碳和水分。废液中所含铁、铜等重金属化合物均呈细粒固体，混入灰渣中，随烟气逸出的极少。美国在20世纪70年代初期开始研究采用锅炉焚烧有机酸废液，现已普遍采用。中国已在平圩发电厂等电厂的大中型锅炉上进行了焚烧法的工业性试验，取得成功。

氧化分解法 向柠檬酸废液槽中添加过氧化氢或次氯酸钠，使废液中亚铁离子氧化成铁离子，继续添加氢氧化钙或氢氧化钠调整pH值至10～12，再加凝聚剂，用压缩空气充分搅拌使氢氧化铁沉淀析出，这时COD值可降到300mg/L以下。然后将清液注入另一槽中，加入过硫酸铵[$(NH_4)_2S_2O_8$]，用压缩空气搅拌10～12h，充分氧化，使COD值再降至100mg/L，最后调整pH值至6～9排放。该方法药剂价格昂贵、耗量大，在氧化过程中会产生二氧化硫和硫化氢等有害气体，造成二次污染，且废液中残留的COD值较高，因此很少采用。

联胺废液处理 有次氯酸钠（钙）氧化分解法和高温分解法两种。

次氯酸钠（钙）分解法 用次氯酸钠（钙）氧化联氨，分解产生为氮气和水分。处理后联胺残留量约为1mg/L，生成的氯化胺盐类属有毒污染物。

高温分解法 加热联胺废液至204～426℃，使联胺分解成氮气和其他无害物质。

亚硝酸钠废液处理 采用还原分解法，按采用的还原剂可分为氯化铵法和尿素法等。

氯化铵法 将氯化铵加入亚硝酸钠废液中，其量为理论量的3～4倍，用蒸汽加热至70～80℃，pH值为5～9，时间约90h。NO_2^-和NH_4^+反应生成氮气和水分。空气中的氧与NO_2^-和NH_4^+发生反应，生成二氧化氮。在实际操作中有大量黄色气体逸出，造成二次污染。该方法反应慢，处理时间长，亚硝酸钠残留量大，因此较少采用。

尿素法 用盐酸酸化的尿素还原分解亚硝酸钠为氮气。实际处理中逸出的气体呈黄色，再经尿素吸收后排出，排气中的氮氧化物含量为12.3g/m³，废液中残留亚硝酸钠190mg/L，仍有污染。

复合铵盐法 该方法处理$NaNO_2$废液效果较好，处理后废液中的NO_2^-含量为0～0.2mg/L，pH值为6～9，NO_3^-含量不大于100mg/L，COD值不大于100mg/L。若严格按照工艺条件要求处理，则整个处理过程中不会造成二次污染，处理后废液无色、无味、透明、澄清，符合中国工业废水排放标准要求。

锅炉化学清洗废液处理系统的关键是酸洗方案的确定，国内使用较多的方案分别为：①锅炉用盐酸清洗，化学清洗废液pH值、悬浮物指标超标时，可采用石灰中和沉淀法处

理；COD值较高时，可进行氧化分解处理；要求重复利用时，可按用户或用水点的要求进行深度处理；②锅炉用柠檬酸清洗，清洗废液可采用焚烧法或氧化分解法处理；③锅炉用氢氟酸清洗，废液多用氟化钙沉淀处理，但氟化钙在酸性环境下可能造成二次污染，国内暂无有效的处理措施。

huaxue relixue

化学热力学 (chemical thermodynamics) 研究化学过程或物理化学过程中能量间的关系和能量转换规律的学科。化学热力学是热力学的一个重要分支。

化学反应的实质就是打破原来原子的排列与组合，并建立起这些原子间新的组合与排列，其结果是原来某些化学物质的消失与新的化学物质的产生，同时伴随着能量的释放与吸收。一切化学过程都与相应的能量过程不可分割地联系在一起。化学热力学就是把热力学的基本定律和分析方法用于研究化学反应，主要研究化学反应中的热效应，相关的化学反应间的能量关系，化学反应发生的本质性前提条件、反应方向、反应进行的深度、化学平衡的性质等。此外，像溶液的性质，多组元系统相平衡问题也是化学热力学研究的范畴。

把热力学第一定律用于化学过程，就得到盖斯定律，用于研究化学反应或物理化学过程中的热效应。其中，最重要的课题是确定热效应、燃烧热和生成热，揭示三者的相互区别与联系以及它们与温度的关系。

在化学热力学中，热力学第二定律有很重要的作用。对于一个预期的化学反应，最根本的一个问题就是该反应的进行是否存在着可能性。化学热力学可以根据能量转换的根本规律性，抛开具体技术措施，超越现今技术发展水平，对这种可能性从本质的高度给以确切的定量的回答。预测化学反应的方向和深度自然是至关重要的问题。在一般的情况下，特别是在均匀体系中，一个化学反应不能进行到底，也就是说，反应物不能完全地变成生成物。在一个化学反应中，除了有反应物变成生成物的过程，也存在着生成物返还为反应物的过程，当这两个过程的宏观效果相互抵消时，就达到了化学平衡。此时，体系中既存在着生成物也存在着反应物。对于给定的初始反应物来说，平衡时生成物的摩尔分数是反应深度的一个标志。基于热力学原理，运用熵、亥姆霍兹函数、吉布斯函数等热力学函数通过化学平衡的计算与分析，不但能预示反应的最大深度，而且能提出改变反应深度和影响平衡的因素，从而对控制化学过程提出原则性的理论依据。

燃料燃烧在热能动力工程中占有重要地位，而燃烧过程显然是一种化学反应过程，因此，化学热力学在燃料燃烧及其计算的研究中发挥着重要的指导作用。

在化学热力学中所涉及的是多组元系统（一个“组元”就是一种类型的分子，代表着一种化学物质），在这种系统中的诸组元的一部分或全部相互发生化学反应，系统的成分是变化的，因而系统的热力性质不仅仅是两个独立状态参数的函数，而且取决于系统的成分。计算与分析多组元系统的热力性质，包括溶液理论和多组元系统的相平衡理论，是化学热力学的基础性课题。所谓溶液就是均匀的多组元系统。溶液可以是液态的，也可以是气态的或固态的。如果多组元系统是非均匀的，那么在平衡时，系统中将出现不同的相。相平衡理论研究平衡时的温度、压力和每相中成分的关系。多组元系统的溶液理论和相平衡理论不但在化学工程中有广泛的应用，而且在热能动力工程中，如混合工质的热力性质、沸点露点的分析、计算等，也有重要作用。

参考书目

M. L. Lakhanpal. Fundamentals of chemical thermodynamics. New Delhi: Tata McGraw-Hill Publishing Company, 1983.

huaxue shuichuli tiaoshi

化学水处理调试 (commissioning of water treatment system) 对安装完成的化学水处理设施，包括原水预处理、反渗透、补给水处理、加药（加氧）处理、凝结水处理、废水处理等系统设施，进行调整及试运转，确认系统内各设备运行性能和参数达到设计标准。

原水预处理系统调试 主要工作是对澄清池和过滤池进行调试，使过滤池出水浊度达到小于5mg/L的合格标准。

澄清池调试 主要工作：①确认澄清池主要内部结构尺寸与设计相符；②进行凝聚剂加药量试验和校正出水装置；③工艺控制技术调整：建立悬浮层；控制悬浮层絮凝团总容积；调整排污阀开启度；调整加药量；调整控制进水量和回流量，回流量大小控制在进水量的2～4倍。调试中除取样测定出水浊度外，还需随时观察池中水色，水色透明泛绿表明悬浮层已建立并进入稳定工作状态。

过滤池调试 主要工作：①对滤料按要求进行筛选和处理，以保证滤料的粒度和级配；②出力试验；③反冲洗强度的测定；④运行周期及出水品质的测定；⑤对不同结构的滤池特性的测定，如空气擦洗强度和虹吸形成时间等。

反渗透系统调试 主要工作：①系统冲洗和水压试验，各类泵试转合格；②精密过滤器、活性炭过滤器、保安过滤器、加药系统进行加料、反洗，并进行加药量调整试验；③对系统的检测和程控装置进行调试，使水质达到反渗透膜组件进水水质标准；④确认反渗透膜组件冲洗干净后填装反渗透膜元件，调整进水流量、压力、水温等工况，使反渗透出水水质、回收率、脱盐率达到设计要求。

补给水处理系统调试 主要工作是对阳、阴和混合床离子交换器调试，以及再生工艺调试和运行出力试验，使系统出水达到一级除盐水和二级除盐水质标准。

阳、阴和混合床离子交换器调试 主要工作：①对交换器底部填料（石英砂）进行水冲洗，必要时在交换器内用5%盐酸浸泡处理，再用水冲洗至中性；②对石英砂做化学稳定性检验，合格后装入；③树脂填装前应确认其理化检验合格，并根据树脂质量情况和水处理设备的要求，确定是否需要预处理；④为确保新树脂的再生效果，应以双倍再生剂量进行第一次再生；⑤投运制水。

再生工艺的调试 主要工作：①最佳再生剂量试验；②再生液流速试验；③小反洗、小正洗及分层流量试验；④脱碳器风水量配比调整等。

运行出力试验 将若干套设备同时投运，使其达到设计出力，检验设计的合理性及运行的可靠性，并测定出水水质是否符合规定。

加药（加氧）系统调试 对给水、凝结水进行加药、加

氧，使蒸汽品质合格；对循环水进行加药，解决藻类蔓延及浓缩结垢问题，使循环水水质合格。主要工作：①加药、加氧系统冲洗、吹扫干净，完成加氧系统严密性试验；②加药泵出力试验；③系统安全阀整定试验；④加氧系统检查，确认加氧系统中阀门正常；⑤调整加药量，得到合理的加药量参数；⑥机组起动阶段对给水、凝结水加入相应药品，待机组稳定运行且水汽品质合格后，投用加氧系统；⑦整个机组运行阶段，根据循环水情况加入相应药品，使其水质合格。

凝结水处理系统调试 对覆盖过滤器和高速混合床离子交换器调试，使凝结水净化，达到给水标准。

覆盖过滤器调试 主要工作：①系统及本体碱洗：除去滤元上的油污，使铺膜质量良好，方法是在铺料箱中配成一定浓度的碱洗液，加热至一定温度，用压缩空气搅拌或起动铺料泵循环若干小时后冲清；②铺膜试验：先按典型的纸粉剂量和铺膜流量进行铺膜，再按不同的剂量和流量进行铺膜，然后比较滤元上膜的均匀性和除铁效果，以确定适宜的铺膜流量和纸粉用量；③爆膜试验：用不同压力的压缩空气爆膜，然后观察滤元清洁程度，以确定爆膜的压力；④除铁效率试验：用同样进水水质，以不同的流量运行，根据出水铁离子数值来确定除铁效率。

高速混合床离子交换器调试 主要工作：①树脂预处理：分别将阳、阴、惰性树脂装入体外再生系统的阳、阴再生罐中进行预处理；②树脂输送试验：将处理好的树脂，用除盐水和压缩空气转送到阳再生罐中混匀，经树脂储存罐输送至高速混合离子交换器，试验得出输送树脂时的水量、气量及气压和操作方法；③再生工艺参数的调整：包括树脂分层流量试验、空气擦洗强度试验和不同再生剂量效果试验。

废水处理系统调试 对工业废水、生活废水及含煤废水系统调试，使水质达到回用或合格排放的要求。主要工作：①各辅机试转：试转加药泵、输送泵、罗茨风机等辅机，检查辅机性能；②加药投运：投加药品，根据水质得出最佳加药量；③曝气试验：试运罗茨风机，观察曝气效果；④反洗调整：对含煤废水等有反洗功能的系统进行反洗流量调整；⑤菌群培养：达到条件后，生活废水中需进行菌群的接种和培养；⑥水质监督：对照国家和地方标准，对处理完成的废水进行水质分析，合格后回用或排放。

huaxue yaoji miehuo xitong

化学药剂灭火系统

(fire extinguishing system with chemical agents) 利用阻燃气体、泡沫液及干粉等化学药剂进行灭火的设施。应用于不适宜采用水消防系统或其他灭火系统的环境。火电厂常用的化学药剂灭火系统有气体灭火系统、泡沫灭火系统和其他灭火装置。

气体灭火系统 (1) 按灭火剂种类可分为：①氢氟烃洁净气体系统，常用的洁净气体灭火剂，发电厂常用有HFC-22Tea等，化学分子式为CF_3CHFCF_3；②混合惰性气体系统，如IG-541，体积比为52% (N_2)：40% (Ar)：8% (CO_2)；③热气溶胶，由氧化剂、还原剂、燃烧速度控制剂和黏合剂组成的固体混合物，大部分为N_2、CO_2和水蒸气等灭火气体，固体颗粒是钾和锶的氧化物，经过燃烧反应释放灭火剂；④CO_2和惰性气体系统系统，无色无味不导电惰性气体，以减少氧和燃料的气态浓度方式阻止燃烧。

(2) 按作用范围，分为全淹浸系统及局部作用系统。

(3) 按安装方式，分为固定式及移动式。

(4) 按灭火装置保护防护区数量，可分为单元独立系统及组合分配系统。

可根据防护区不同的条件及要求，按上述分类组合成不同的灭火系统，应用于发电厂的主控制楼、原煤仓、润滑油系统等场所。

为保护大气臭氧层，国际上限制卤代烷（由一种或多种卤族元素取代碳氢化合物中氢元素的高效快速气化液体灭火剂，曾有1301、1211等型号灭火剂，会对臭氧大气层造成破坏）的使用和生产。中国已在2010年前停止生产。在中国，应用较多的有以含氢氟烃系统和混合气体系统两类气体，在恰当的设计灭火浓度时，对人体均不构成危害。二氧化碳灭火剂多在电厂中无人值班场所使用，热气溶胶对被保护对象全淹没方式防护。以上气体灭火系统作为卤代烷理想替代品，在中国得到大量使用。

泡沫灭火系统 电厂主要使用低倍数泡沫灭火系统，应用于点火油罐的灭火。泡沫液的主要成分是动植物蛋白质及氟蛋白的水解液和稳定剂，在燃烧液体表面形成一层高韧性连续的泡沫覆盖层，阻止挥发性可燃气体再接触外界空气，达到灭火目的。固定式泡沫灭火系统需设置储存扑救油罐区一次火灾用的泡沫液储罐，通过比例混合器将水与泡沫液按3%或6%的比例混合，用管道将混合液输送到油罐顶部内侧的泡沫产生器，吸入大量空气形成泡沫而流到燃油的表面。

其他灭火装置 对于主厂房比较分散的场所或狭小的空间，如电缆竖井、电缆交叉、密集及中间接头等部位，可以采取灵活多样的灭火手段，如悬挂式超细干粉灭火装置、火探管式自动探火灭火装置及气溶胶灭火装置等。

huanjing baohu fagui

环境保护法规

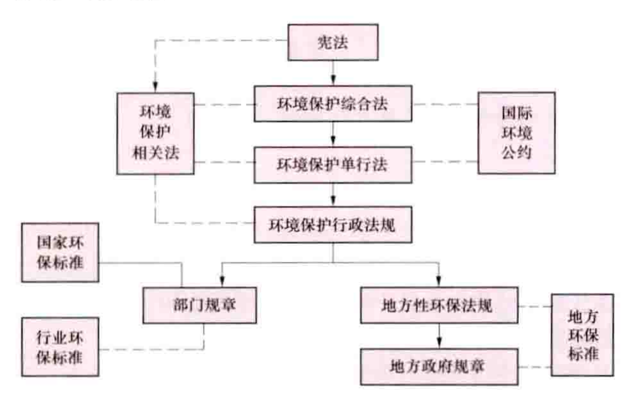
(environmental protection rules and regulations) 国家或地方政府制定的要求强制性执行的关于保护环境和自然资源、防治污染的法律、法规、规章等的统称。其目的是通过法律手段，调整人们在生产、生活及其他活动中所产生的同保护环境有关的各种社会关系，协调社会经济发展与环境保护的关系，把人类活动对环境的污染限制在最小限度内，维护生态平衡，达到人类社会同自然的协调发展。

产生和发展 人类社会早期的环境问题，主要是农业生产活动引起的对自然环境的破坏。古代文明国家已经有关于保护自然环境的法律规定。工业革命后，随着工业的发展，环境受到污染。从19世纪中叶开始，一些资本主义发达国家陆续制定了防治污染的法规，如英国的《碱业法》（1863年）、《河流防污法》（1876年）等。20世纪以来，尤其是50年代前后，由于工业的高速发展，环境污染、自然资源和生态平衡的破坏日益严重，甚至发展成灾难性的公害，迫使各国政府不得不采取各种有效措施，其中包括制定一系列环境保护法规。在许多工业发达国家和法制比较完备的国家，环境保护法规已经形成比较完整的体系，成为整个国家法律体系的一个重要组成部分。

中华人民共和国成立后，在20世纪50～60年代，陆续

颁布了一些保护自然资源和“三废”（废水、废气、废渣）治理的法规。1972 年，中国派代表团参加了联合国召开的第一次世界环境大会，1973 年国务院召开了第一次全国环境保护会议，会议通过了“全面规划、合理布局、综合利用、化害为利、依靠群众、大家动手、保护环境、造福人民”的环境保护方针，并就全面规划、工业合理布局、改善老城市环境、综合利用、土地和植被的保护、水系和海域的管理、植树造林、环境检测、环境科学研究和宣传教育、环境保护投资和设备等 10 个方面的问题做了较全面的规定。随后又制定了有关环境保护的其他一些法规，以及环境质量标准和污染物排放标准。1982 年 12 月颁布的《中华人民共和国宪法》明确规定“国家保护和改善生活环境和生态环境，防治污染和其他公害”。1979 年试行，1989 年正式颁布的《中华人民共和国环境保护法》（以下简称《环境保护法》），在环境监督管理、保护和改善环境、防治环境污染和其他公害等方面做了全面的规定。在“防治环境污染和其他公害”一章中规定“建设项目中防治污染的设施，必须与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用”，“排放污染物超过国家或地方规定的污染物排放标准的企事业单位，依照国家规定交纳超标排污费，负责治理”。《环境保护法》的颁布实施是中国环境管理走上法制道路的标志，对全国的环境保护工作、环境立法和司法起到了积极的促进作用。

中国的环境保护法规体系 中国已建立了由法律、行政法规、国务院部门规章、地方性法规和地方政府规章、环境标准、环境保护国际条约等组成的较为完善的环境保护法规体系，如图所示。



中国环境保护法规体系框架

同一机关制定的法律、行政法规、地方性法规、自治条例和单行条例、规章，特别规定与一般规定不一致的，适用特别规定；新的规定与旧的规定不一致的，适用新的规定。中国缔结或者参加的与环境保护有关的国际条约，同中国的法律有不同规定的，适用国际条约的规定，但中国声明保留的条款除外。

法律 由全国人民代表大会及其常务委员会制定并通过，已颁布实施的与火电企业相关的环境保护综合法主要指《环境保护法》。环境保护单行法较多，如《大气污染防治法》《水污染防治法》《海洋环境保护法》《环境噪声污染防治法》《固体废物污染环境防治法》《放射性污染防治法》《环境影响评价法》《清洁生产促进法》《循环经济促进法》等，与资源保护与利用有关的环境保护单行法有《水土保持法》《防沙治沙法》《节约能源法》《电力法》《水法》《文物保护法》《森林法》《草原法》《渔业法》《矿产资源法》《土地管理法》和《野生动物保护法》等。

行政法规 由国务院制定并颁布实施的，与火电企业相关的主要环境保护行政法规有《水污染防治法实施细则》《水土保持法实施条例》《建设项目环境保护管理条例》《自然保护区条例》《风景名胜区条例》《基本农田保护条例》《排污费征收使用管理条例》《防治海岸工程建设项目污染损害海洋环境管理条例》《河道管理条例》和《危险化学品安全管理条例》等。

huanjing fengdong shiyan

环境风洞实验

（environmental wind tunnel experiment） 用风洞模拟实际大气环境，研究污染物质在大气边界层（见污染气象学）中传输和扩散规律的方法。环境风洞内部如图 1 所示。



图 1 环境风洞

试验原理 为使风洞中产生的边界层与大气边界层相似，实验必须满足几何相似、运动相似、动力相似和热力相似的要求。模型和周围环境都按一定几何缩比制作，可做到几何相似。但当几何缩比小于 1∶10000 时，若按几何缩比确定粗糙度，可能使流动成为层流。这时需适当增大粗糙度，以保证流动成为充分发展的湍流。运动相似要求来流的平均速度及湍流强度分布与原型流相似，纵向压力梯度为零。动力相似要求做到模拟流与原型流的雷诺数 $Re=UL/\upsilon$ 相等，罗斯贝数 $Ro=U/L\Omega$ 相等。热力相似要求两种流动的平均温度及无量纲温度脉动强度相似，普朗特数 $Pr=\rho c_p\upsilon/k$ 相等，理查森数 $Ri=gL\Delta T/TU^2$ 相等，依科特数 $E_c=U^2c_p\Delta T$ 相等。上述各式中 U 为特征速度；L 为特征长度；υ 为空气运动黏度；Ω 为地转角速度；ρ 为空气密度；c_p 为空气定压比热容；K 为空气的热导率；g 为重力加速度；T 为绝对温度；ΔT 为温差。风洞实验以空气为介质，普朗特数自然相等；采用温度层结风洞时，可以满足理查森数相等的要求。但环境风洞实验中不能满足雷诺数相等、罗斯贝数相等、依科特数相等的要求。不过研究表明，只要流动雷诺数大于某一临界值，其流动特性就与雷诺数无关。当模拟范围小于几十千米时，罗斯贝数相等的要求可以放松。依科特数反映流动可压缩性的影响，环境风洞实验所研究的均是低风速条件下的问题，可忽略依科特数相等的要求。模拟烟气抬升和扩散时，还要保证模拟烟气在排放口成为充分发展的湍流；两种流动的烟气排放速度与水平风速之比相等；烟气的密度弗劳德数 $Fr=U/\sqrt{gd(\rho-\rho_s)/\rho}$ 相等。式中 d 为烟囱内径，

ρ_s 为烟气密度。

实验设备和测量仪器 环境风洞实验使用的主要设备有环境风洞、示踪和采样系统、流动显示和记录装置。主要测量仪器有流场测量仪器、温度测量仪器和浓度测量仪器。

环境风洞 通常由风扇段、扩散段、稳定段、收缩段和实验段组成（见图2）。中性环境风洞（无加热、冷却装置）能模拟中性大气边界层，温度层结环境风洞（有加热、冷却装置）能模拟大气边界层中垂直温度分布。为了形成较厚的湍流边界层，环境风洞的实验段较长，达15～30m，宽1.5～5m，高1.5～3m。长高比为5～15，宽高比为1～3。风速范围通常为0.1～15m/s。为了实现纵向压力梯度为零的要求，实验段顶板一般设计成高度可调。在实验段的模型区设一转盘，可模拟不同风向的影响。

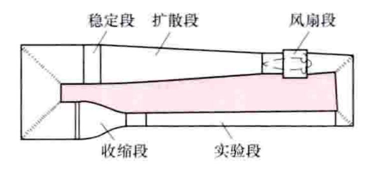


图2 回流式环境风洞

示踪和采样系统 环境风洞实验所使用的示踪剂应为大气中本底浓度低、化学性质稳定的气体，如乙烯、丙烯等。与不同比例的空气、氦气混合可调整混合气体的密度，以满足一定的相似要求。示踪气体通过流量调节阀、流量计、混气瓶送至释放点，按一定的排放条件排出。采样设备包括采样架、过滤器、单向阀、采样管和气泵等（见图3）。

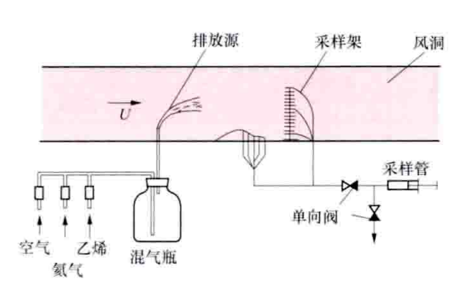


图3 环境风洞实验的示踪与采样系统

流动显示和记录装置 为了显示流动轨迹、流场特征或扩散状况，常以石蜡油烟（用发烟器产生）或四氯化钛，与氦气、压缩空气混合送至释放点排出，用摄像-录像机录影或用照相机拍成照片以供分析。

流场测量仪器 用于测量风速、湍流强度、湍流谱等。常用的有毕托管风速计、热线风速计、激光风速计、超声风速计等。

温度测量仪器 用以测量来流、边界层以及其他位置的温度分布。常用的有热电偶温度计、电阻温度计、石英晶体温度计等。

浓度测量仪器 用以分析样品浓度。常用的有气相色谱仪、碳氢分析仪等。

实验方法 关键是特定实际环境的模拟和实验结果的整理分析。

速度边界层的模拟 为了形成与大气边界层相似的速度及湍流强度分布，在实验段铺设粗糙底板，有时还要在实验段入口处设置挡板、格栅、T形板、四分之一椭圆板等。

温度边界层的模拟 为了形成与大气边界层相似的温度分布，可以冷却、加热来流及底板。

地形和源的模拟 地形、地物的模型一般用聚乙烯泡沫塑料板、石膏等按一定的几何缩比制作。烟囱用金属管或玻璃管。模拟建筑物尾迹效应时，几何比常取1∶50～1∶500；模拟烟气抬升时，取1∶5000～1∶2000；测量地面浓度分布时，取1∶5000～1∶10000。污染源可用石蜡油烟（用于流动显示）或乙烯、丙烯（用于浓度分析）混入一定比例的空气、氦气。

数据分析 通过连续曝光拍摄烟流照片，可以求出扩散参数。曝光时间按时间尺度比确定。扩散参数可由下式求出，即

$$\sigma_y^2 = y_e^2/\ln(e y_{em}^2/\sigma_y^2)$$

$$\sigma_z^2 = z_e^2/\ln(e z_{em}^2/\sigma_z^2)$$

式中 y_e、z_e 分别为烟流包络线的坐标；y_{em}、z_{em} 为包络线上 y_e、z_e 的最大值。

通过示踪气体空间采样的方法确定扩散参数，按下式计算，即

$$\sigma_y^2 = \sum_{i=1}^{N} c_i y_i^2 / \sum_{i=1}^{N} c_i - \left(\sum_{i=1}^{N} c_i y_i / \sum_{i=1}^{N} c_i\right)^2$$

$$\sigma_z^2 = \sum_{i=1}^{N} c_i z_i^2 / \sum_{i=1}^{N} c_i - \left(\sum_{i=1}^{N} c_i z_i / \sum_{i=1}^{N} c_i\right)^2$$

式中 N 为采样点数；c_i 为各采样点上的浓度；y_i、z_i 分别为采样点离浓度轴线的水平和垂直距离。

将风洞实验结果换算成现场结果时，因风洞中不能模拟出实际大气中的长周期大尺度湍涡，所以模拟实验得到的水平扩散参数只相当于现场3min左右的平均值。为得到现场中不同平均时间的扩散参数，还要将垂直于平均风的横向扩散参数 σ_y 乘以时间修正系数。该系数约为3～6。铅直向扩散参数 σ_z 无需修正。

发展趋势 20世纪70年代，环境风洞在美国、日本、澳大利亚和加拿大等国得到了较大发展，并广泛用于物质传输和扩散研究中。80年代，环境风洞实验在中国也得到了广泛应用，已有十几座环境风洞投入运行。建造能模拟各种温度层结大气边界层、柯氏力效应以及水平大尺度涡旋的环境风洞，开发非接触式测量仪器、能测量瞬时浓度的快速响应仪器，实现实验过程的自动控制、数据的自动分析，模拟各种类型的地形，如山谷、山脊、水陆交界等地区的流动和扩散，是环境风洞实验的发展方向。

huanjing fengxian pingjia

环境风险评价 (environmental risk assessment)

对建设项目可能发生的事故对环境造成的危害及可能性进行概率估计，并提出减小环境风险的方案和对策。

环境风险评价的目的是分析和预测建设项目存在的潜在危险、有害因素，建设项目建设和运行期间可能发生的突发性事件或事故（一般不包括人为破坏及自然灾害），引起有毒有害和易燃易爆等物质泄漏，所造成的人身安全与环境影响和损害程度，提出合理可行的防范、应急与减缓措施，以使建设项目事故率、损失和环境影响达到可接受水平。

对于涉及有毒有害和易燃易爆物质的生产、使用、储运等的新建、改建、扩建和技术改造项目（不包括核建设项目），要求进行环境风险评价。

环境风险评价的内容主要包括源项分析、事故频率和后

果估算、风险表征、风险管理四个部分。源项分析的内容主要是获得风险源、风险受体，以及风险传播方式和途径等信息。因此，源项分析的主要工作是进行危害识别，确定事故类型。当有毒有害物质泄漏时，需要获得泄漏物质的种类、物质泄漏量，以及传播途径等数据。事故频率和后果估算的主要工作是由源项分析所得数据估算风险源发生突发性重大污染事故的可能性，即事故发生概率，并估计风险受体因为事故可能产生的损失。风险表征的内容主要是给出环境风险的计算结果，即风险源发生事故的可能性与风险受体损失的严重性的乘积。风险管理是根据环境风险的评价结果，结合风险受体的易损性，制定可接受的风险水平。然后，根据具体情况采取防范风险的措施，直至把风险控制在可接受的水平范围内。

环境风险评价依据中华人民共和国环境保护行业标准 HJ/T 169《建设项目环境风险评价技术导则》进行编制。

1987 年，联合国环境规划署（UNEP）制定了阿佩尔（APELL）计划，即“地区性紧急事故的意识和防备”，欧盟甚至立法，规定对有可能发生化学事故危险的工厂必须进行环境风险评价。在中国，20 世纪 80 年代开始对环境事故风险的重视与研究工作。1990 年，国家环境保护局下发《对重大环境污染事故隐患进行环境风险评价的通知》（环管字〔1990〕057 号），要求对环境污染事故隐患进行环境风险评价。2004 年 12 月 11 日颁布并实施 HJ/T 169—2004《建设项目环境风险评价技术导则》。2005 年国家环境保护总局下发《关于加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（环发〔2005〕152 号），将建设项目环境风险评价纳入环境影响评价管理范畴。

huanjing kongqi zhiliang biaozhun

环境空气质量标准 (ambient air quality standard)

对大气环境中污染物容许含量所做的规定。是科学地管理大气环境的准则，是国家大气环境保护方针政策的具体体现。

中国在 1962 年由国家建委和卫生部颁布的《工业企业设计卫生标准》中，首次对居民区大气中的 12 种有害物质规定了最高容许浓度。1982 年，城乡建设环境保护部首次颁布了适用于全国范围的 GB 3095—1982《大气环境质量标准》。1996 年对该标准做了修改，由国家环境保护局和国家技术监督局发布 GB 3095—1996《环境空气质量标准》。2000 年国家环境保护总局发布了《环境空气质量标准》的修改单，取消了氮氧化物（NO_x）指标，并修改了二氧化氮和臭氧的标准值。2012 年再次进行对《环境空气质量标准》修订，由环境保护部与国家质量监督检验检疫总局联合发布。

现行的《环境空气质量标准》主要内容包括：环境空气质量功能区分类、标准分级、污染物项目、平均时间及浓度限值、监测方法、数据统计的有效性规定及实施与监督等内容。标准分为两级：一级标准适用于自然保护区、风景名胜区和其他需要特殊保护的区域；二级标准适用于居民区、商业交通居民混合区、文化区、工业区和农村地区。污染物分为基本项目和其他项目。基本项目包括二氧化硫（SO_2）、二氧化氮（NO_2）、一氧化碳（CO）、臭氧（O_3）、粒径小于或等于 10μm 的颗粒物（PM10）和粒径小于或等于 2.5μm 的颗粒物（PM2.5）。其他项目包括总悬浮颗粒物（TSP）、氮氧化物（NO_x）、铅（Pb）和苯并（a）芘（BaP）。该标准的资料性附录规定了环境空气中镉、汞、砷、六价铬和氟化物参考浓度限值。每个项目按不同平均时间和两个标准级别的不同要求，分别规定了不同的浓度限值，如表 1 和表 2 所示。

表 1 环境空气污染物基本项目浓度限值（$\mu g/m^3$）

序号	污染物项目	平均时间	浓度限值	
			一级	二级
1	二氧化硫（SO_2）	年平均 24h 平均 1h 平均	20 50 150	60 250 500
2	二氧化氮（NO_2）	年平均 24h 平均 1h 平均	40 80 200	40 80 200
3	一氧化碳（CO，mg/m^3）	24h 平均 1h 平均	4 10	4 10
4	臭氧（O_3）	日最大 8h 平均 1h 平均	100 160	160 200
5	颗粒物（粒径小于等于 10μm）	年平均 24h 平均	40 50	70 150
6	颗粒物（粒径小于等于 2.5μm）	年平均 24h 平均	15 35	35 75

表 2 环境空气污染物其他项目浓度限值（$\mu g/m^3$）

序号	污染物项目	平均时间	浓度限值	
			一级	二级
1	总悬浮颗粒物（TSP）	年平均 24h 平均	80 120	200 300
2	氮氧化物（NO_x）	年平均 24h 平均 1h 平均	50 100 250	50 100 250
3	铅（Pb）	年平均 季平均	0.5 1	0.5 1
4	苯并（a）芘（BaP）	年平均 24h 平均	0.001 0.0025	0.001 0.0025

世界上很多国家颁布了环境空气质量标准。苏联在 1951 年颁布，是第一个颁布该类标准的国家。世界卫生组织（WHO）1963 年也提出了二氧化硫、一氧化碳和氧化剂的环境空气质量标准作为参用性的标准，此后进行过多次修订。2006 年，世界卫生组织提出了基于人体健康要求的空气质量准则，准则值比世界上很多地区使用的国家标准限值要严格得多。除准则值外，还给出了三个过渡时期的目标值，为世界各地空气质量管理的政策制定者提供了信息，在确定空气质量目标时可考虑不同选择。中国 2012 年的环境空气质量标准就参照了世界卫生组织提出的第一过渡期的目标值。由于制定标准依据的经济、技术、社会和政治条件的不同，世界各国标准中规定的项目多寡不一，标准规定的容许含量也存在着明显的差异。但在容许浓度限值的确定上有其共同点，即某一物质浓度限值应高于大气中该物质的大气本底浓度，而低于已知该物质对人类健康和生态系统有严重

危害的浓度。

huanjing xianzhuang diaocha

环境现状调查 (investigation of environment)
环境影响评价的组成部分，按类型分为自然环境调查和社会环境调查。

自然环境调查 内容包括地理、地质、地形地貌、气候、气象、地表水、地下水、土壤、生态、声环境等。调查方法主要有收集资料、现场调查、遥感和地理信息系统分析等。以火电厂项目环境空气现状调查为例：收集评价范围内及邻近的例行空气质量监测点近3年的资料，进行现场监测；主要监测 SO_2、NO_2 1h平均浓度和24h平均浓度，PM10（选测PM2.5）24h平均浓度；对照各污染物的环境质量标准，分析其长、短期质量浓度的达标情况，分析污染水平和变化趋势；若监测结果出现超标，应分析其原因。环境现状调查的特点是收集的资料具有时效性和代表性，监测资料能反映评价范围内的空气质量状况。在污染源变化不大的情况下，评价等级为三级时，监测资料的应用条件是3年有效。地表水和地下水主要监测因子是pH值、氟化物、石油类、高锰酸盐指数、氨氮等。环境噪声分为昼间（指6：00～22：00之间的时段）和夜间（指22：00～次日6：00之间的时段）。生态调查应简述内容包括：建设项目周围地区的植被情况（覆盖度、生长情况），有无国家重点保护的或稀有的、受危害的或作为资源的野生动、植物，当地的主要生态系统类型（森林、草原、沼泽、荒漠等）及现状。若需要进行生态影响评价，还应选择本地区主要的动、植物清单，生态系统的生产力，物质循环状况，生态系统与环境的关系，以及影响生态系统的污染源进一步调查。

环境敏感区包括：①自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、饮用水水源保护区；②基本农田保护区，基本草原，森林公园，地质公园，重要湿地，天然林，珍稀濒危野生动植物天然集中分布区，重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道，天然渔场，资源性缺水地区，水土流失重点防治区，沙化土地封禁保护区，封闭及半封闭海域，富营养化水域；③以居住、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等为主要功能的区域，文物保护单位，具有特殊历史、文化、科学、民族意义的保护地。此外，环境质量已不能达到环境功能区划要求的地区亦为环境敏感区。环境现状调查应以图、表形式说明各环境要素、环境敏感区与火电厂建设项目的相对位置关系。

社会环境调查 内容包括城乡区域、土地利用、能源等现状及发展规划，公众参与对项目的接受程度。建设单位和环境影响评价机构在编制环境影响报告书，以及环境保护行政主管部门在审批或重新审核该报告书的过程中，均应公开有关环境影响评价的信息，征求公众意见。

公众参与的范围包括受建设项目直接、间接影响，以及关注建设项目的有关团体、专家和公众等，公众参与应贯穿于环境影响评价的全过程。可采取包括问卷调查、座谈会、论证会、听证会及其他形式在内的一种或多种形式，征求有关团体、专家和公众的意见；在公众知情的情况下告知信息，包括建设项目概况、主要的环境影响、预计的环境风险、拟采取的主要对策和效果等。对于公众意见应进行认真分析，回答采纳或不采纳，并说明理由。

环境现状调查初期以收集资料、现场调查为主，后将遥感和地理信息系统分析引入，丰富了调查手段和效率。随着计算机科学技术的发展，数字技术越来越多地应用于环境现状调查。例如，2008年颁布的《大气环境影响评价技术导则》以高空数值模拟资料方法代替了现场使用人工观测资料，在一定程度上表征了调查方法的发展趋势。

huanjing yingxiang pingjia

环境影响评价 (environmental impact assessment)
对规划和建设项目实施后可能造成的环境影响进行分析、预测和评估，提出预防或者减轻不良环境影响的对策和措施，进行跟踪监测的方法与制度。目的是预防因规划和建设项目实施后对环境造成不良影响，促进经济、社会和环境的协调发展。在综合考虑规划或者建设项目对各种环境因素及其所构成的生态系统可能造成的影响的前提下，为决策提供科学依据。通过对建设项目工程可行性研究报告的比选，把建设项目的环境影响减少到最小程度。就火力发电厂建设项目来说，具体指项目开工以前，对其在建设过程中和竣工投产后可能对环境造成的影响进行预测和评价。环境影响评价的成果是环境影响报告书（表）。

环境影响评价制度 是中国贯彻预防为主、控制新污染的主要方针，也被视为贯彻可持续发展政策的法律制度。1998年，《建设项目环境保护管理条例》（国务院令第253号）规定，国家实行建设项目环境影响评价制度，对建设项目的环境保护实行分类管理。2002年，《中华人民共和国环境影响评价法》颁布。该法包括规划和建设项目的环境影响评价的编制内容、审批程序和法律责任。规定建设项目：①可能造成重大环境影响的，应当编制环境影响报告书，对产生的环境影响进行全面评价；②可能造成轻度环境影响的，应当编制环境影响报告表，对产生的环境影响进行分析或者专项评价；③对环境影响很小、不需要进行环境影响评价的，应当填报环境影响登记表。2008年修订通过的《建设项目环境影响评价分类管理名录》（环境保护部令第2号）中规定，火力发电厂（包括热电）建设项目须编制环境影响报告书。其作用体现在：①国家产业政策的相符性。火电厂主体设备的规模和技术符合均是国家产业政策指导目录规定的鼓励类和允许类项目。②选址的合理性。选址必须符合城乡发展规划、土地利用规划以及电力发展规划，项目类别符合相应的热电联产规划、煤矸石综合利用规划等专项规划。③清洁生产工艺的先进性和污染物低排放水平。采用超（超）临界压力机组、供热机组、空冷机组等，降低单位千瓦发电煤耗、单位千瓦发电量污染物排放浓度及水耗指标等。④环境保护措施的可靠性和稳定性。应采用成熟先进的除尘、脱硫和脱硝等技术，例如不设置旁路烟道，*石灰石/石灰-石膏法脱硫*技术的脱硫效率稳定达到95%以上。⑤污染物达标排放的稳定性。在落实了环境影响报告书提出的环保措施后，保证火电厂运行期间，烟气污染物、水污染物、噪声排放稳定达标，灰渣储存不产生地下水环境污染等。⑥环境风险影响降低到可以防范的程度。例如对脱硝剂液氨

的储存方式和运输路线提出保护措施。⑦公众参与接受性。将公众参与工作贯穿于环境影响评价的全过程，尽力落实在工程建设和环保措施中。

评价内容　按照现行的环境要素（大气、地表水、地下水、声、生态等）评价技术导则确定评价等级和评价范围。以大气评价为例，结合项目的工程分析结果，选择正常排放的主要污染物及排放参数，采用估算模式计算各污染物在不同地形、全气象组合情况条件下的最大影响程度和最远影响范围，然后按评价工作分级判据进行分级，并确定评价范围。对于火电厂高架源来说，以排放源为中心点，大气评价范围一般在2.5～25km为半径的圆形区域或边长5～50km的矩形区域。

建设项目环境影响评价公示、工程分析和环境质量现状调查是环境影响评价初期开展的主要内容。建设单位在确定了承担环境影响评价工作的环境影响评价机构后7日内，向公众公告下列信息：建设项目的名称及概要；建设项目的建设单位的名称和联系方式；承担评价工作的环境影响评价机构的名称和联系方式；环境影响评价的工作程序和主要工作内容；征求公众意见的主要事项；公众提出意见的主要方式。火电厂工程分析内容包括：厂址选择；建设规模和设备概况；总平面布置；燃料和水的来源、用量及其质量；生产工艺流程及污染物产生环节；污染防治设施；废气、废水和废渣的排放量、排放方式及其性质；设备噪声排放源强；灰场场址选择、储灰方式及其防渗措施等。厂址地区环境状况调查内容包括：地形、地貌、地质、地震、水文和地质、气象状况；厂址周围的环境敏感区和保护目标，如居民居住区、饮用水源保护区、自然保护区、风景名胜区等；大气、地表水、地下水、噪声等环境质量现状。除收集资料外，按照环境影响评价等级及评价范围进行现场监测。

根据环境影响评价技术导则推荐的污染物扩散模式，要求计算并预测火电厂建设项目投产后对周围地区的环境影响程度。内容包括：①项目建成后对评价范围内大气环境影响的程度和范围。常用的大气环境影响预测方法是通过建立数学模型来模拟各种气象条件、地形条件下的污染物在大气中输送、扩散和转化等物理、化学机制。叠加评价范围内的现状背景值，分析环境空气敏感区的环境影响和最终的区域环境质量状况。②电厂排水对周围水环境质量的影响程度和范围。中国大多数电厂采取先进的水务管理方法及废水回用措施，废水不对外排放，一般进行地表水环境影响分析；实行直流冷却系统的沿海（江）电厂，需采用数学模型对温排水进行环境温度影响预测与评价。③地下水环境影响评价应结合火电项目脱硫、脱硝工艺，涉及化学区、堆煤场等厂区重点区域及防渗措施，储灰方式、事故灰场及防渗措施等工程特点，以及区域水文地质条件、地下水环境敏感目标开展工作，分别按厂址和灰场合理确定评价工作等级和工作内容。④声环境影响评价应根据环境噪声现状监测、设备噪声源强和预测结果，预测噪声的影响程度和影响范围，给出厂界和敏感目标的达标性分析。

环境影响评价还要求：①对拟采取的环境保护措施的技术可行性、经济合理性、长期稳定运行和达标排放的可靠性进行论证。例如除尘器、脱硫装置、脱硝装置的效率及排放浓度是否满足标准限值等。②对清洁生产指标进行分析。从资源能源利用、生产工艺与设备、污染物产生、废物处理与综合利用、环境管理等方面开展评价。③提出污染物排放总量控制指标建议。④进行环境风险及应急预案评价。

在上述工作的基础上，综合进行评价，明确给出建设项目环境影响是否可以接受的结论。

评价程序　中国环境影响评价的管理程序是，先由建设单位委托有资质的单位承担环境影响评价，评价单位依据国家和地方有关环境保护的法律、法规、标准、相关规划等，在进行工程分析、环境现状调查、环境影响预测和公众参与调查等工作的基础上编制环境影响报告书。建设单位应在建设项目可行性研究阶段报批建设项目环境影响报告书（表），由有审批权的环境保护行政主管部门（即环境保护部或地方环境保护厅、局）审批。

参考书目

环境保护部环境工程评估中心．环境影响评价技术方法．北京：中国环境科学出版社，2012.

huanjing zaosheng paifang biaozhun

环境噪声排放标准

环境噪声排放标准　(emission standard for environmental noise)　防治环境噪声污染，保护和改善生活环境，保障人体健康所制定的噪声排放控制标准（对各类场合的噪声容许限值所做的规定）。

中国的环境噪声排放标准包括工业企业厂界噪声排放标准、建筑施工场界环境噪声排放标准、铁路边界噪声限值及其测量方法、社会生活环境噪声排放标准。

工业企业厂界环境噪声排放标准　标准GB 12348—2008《工业企业厂界环境噪声排放标准》规定了工业企业和固定设备厂界环境噪声排放限值及其测量方法，标准适用于工业企业噪声排放的管理、评价及控制。机关、事业单位、团体等对外环境排放噪声的单位也按该标准执行。

工业企业厂界环境噪声指在工业生产活动中使用固定设备等产生的、在厂界处进行测量和控制的干扰周围生活环境的声音。厂界指按法律文本（如土地使用证、房产证、租赁合同等）确定的业主拥有使用权（或所有权）的场所或建筑物边界。各种产生噪声固定设备的厂界为其实际占地的边界。噪声敏感建筑物指医院、学校、机关、科研单位、住宅等需要保持安静的建筑物。

中国于1990年首次制定并实施了GB 12348—1990《工业企业厂界噪声标准》和GB 12349—1990《工业企业厂界噪声测量方法》。GB 12348—2008《工业企业厂界环境噪声排放标准》于2008年8月19日由环境保护部和国家质量监督检验检疫总局联合发布，2008年10月1日起实施，是对GB 12348—1990《工业企业厂界噪声标准》和GB 12349—1990《工业企业厂界噪声测量方法》的第一次修订。主要修订内容如下：①将《工业企业厂界噪声标准》和《工业企业厂界噪声测量方法》合并为一个标准，名称改为《工业企业厂界环境噪声排放标准》；②修改了标准的适用范围、背景值修正表；③补充了0类区噪声限值、测量条件、测点位置、测

点布设和测量记录；④增加了部分术语和定义、室内噪声限值、背景噪声测量、测量结果和测量结果评价的内容。工业企业厂界环境噪声不得超过表1规定的排放限值。

各类标准适用范围的划定见声环境质量标准。

夜间频繁突发的噪声（如排气噪声），其峰值不应超过标准值10dB（A）；夜间偶然突发的噪声（如短促鸣笛声），其峰值不准超过标准值15dB（A）。昼间、夜间的时间由当地人民政府按当地习惯和季节变化划定。

表1 工业企业厂界环境噪声排放限值

厂界外声环境功能区类别	噪声排放限值［dB（A）］	
	昼间	夜间
0	50	40
1	55	45
2	60	50
3	65	55
4	70	55

建筑施工场界环境噪声排放标准　GB 12523—2011《建筑施工场界环境噪声排放标准本标准》于2012年7月1日起实施。标准规定了建筑施工场界环境噪声排放限值及测量方法。适用于周围有噪声敏感建筑物的建筑施工噪声排放的管理、评价及控制。市政、通信、交通、水利等其他类型的施工噪声排放可参照该标准执行。不适用于抢修、抢险施工过程中产生噪声的排放监管。该标准是对GB 12523—1990《建筑施工场界噪声限值》和GB 12524—1990《建筑施工场界噪声测量方法》的第一次修订。建筑施工场界环境噪声排放限值：昼间为70dB（A），夜间为55dB（A）。

铁路边界噪声限值及其测量方法　GB 12525—1990《铁路边界噪声限值及其测量方法》于1990年首次发布，适用于对城市铁路边界噪声的评价。环境保护部公告（2008年第38号）发布了GB 12525—1990《铁路边界噪声限值及其测量方法》的修改方案。铁路边界噪声限值修改为：既有铁路及改扩建既有铁路，边界铁路噪声按表2的规定执行。既有铁路是指2010年12月31日前已建成运营的铁路或环境影响评价文件已通过审批的铁路建设项目。

新建铁路（含新开廊道的增建铁路）边界铁路噪声按表3的规定执行。新建铁路是指自2011年1月1日起环境影响评价文件通过审批的铁路建设项目（不包括改、扩建既有铁路建设项目）。

表2 既有铁路边界铁路噪声限值（等效声级 L_{eq}）

时段	噪声限值［dB（A）］
昼间	70
夜间	70

表3 新建铁路边界铁路噪声限值（等效声级 L_{eq}）

时段	噪声限值［dB（A）］
昼间	70
夜间	60

社会生活环境噪声排放标准　GB 22337—2008《社会生活环境噪声排放标准》于2008年8月19日由环境保护部和国家质量监督检验检疫总局联合发布，2008年10月1日起实施。标准根据现行法律对社会生活噪声污染源达标排放义务的规定，对营业性文化娱乐场所和商业经营活动中可能产生环境噪声污染的设备、设施规定了边界噪声排放限值和测量方法。该标准适用于对营业性文化娱乐场所、商业经营活动中使用的向环境排放噪声的设备、设施的管理、评价与控制。社会生活噪声排放源边界噪声不得超过表4规定的排放限值。

表4 社会生活噪声排放源边界噪声排放限值

边界外声环境功能区类别	边界噪声排放限值［dB（A）］	
	昼间	夜间
0	50	40
1	55	45
2	60	50
3	65	55
4	70	55

huanjing zhiliang biaozhun

环境质量标准　(environmental quality standard)

国家或地方行政机构对环境（大气、水和土壤等）中污染物和有害因素的允许含量所制定的限制性规定。是制定环境规划目标，进行环境质量与环境影响评价，以及制定污染物排放标准的依据。环境质量标准的制定，要与国家的经济实力和技术发展水平相适应，因此世界各国的环境质量标准并不完全相同。

环境质量标准分国家和地方两级。国家环境质量标准是在全国范围内（或特定地区）统一执行的环境保护要求。地方环境质量标准是根据当地的环境功能、污染状况和地理、气候、生态特点制定的，在地区范围（或特定地区）内统一执行的环境保护要求。地方环境质量标准是国家环境质量标准的补充。地方政府对国家环境质量标准中未做规定的项目，可以制定地方环境质量标准，并报国家环境保护行政主管部门备案。对国家标准中已做规定的项目，地方政府应按国家环境标准划分的功能区，选用国家标准中相应的级别和标准值。

制定环境质量标准时应注意：①要以保护和改善环境为目标，促进环境效益、经济效益和社会效益的统一；②要建立在科学实验、调查研究的基础上，做到技术上先进、经济上合理，以保证标准的科学性和严肃性；③要做到与有关标准的协调配套；④要鼓励积极地采用国际环境质量标准；⑤既要保持标准的相对稳定性，又要根据科学技术的发展和环境保护的要求，适时进行修订。

环境质量标准按环境要素分环境空气质量标准、水质标准、声环境质量标准和土壤环境质量标准等四类。每一类又按不同用途或控制对象分为各种质量标准。例如，水质标准按水体类型分为地表水环境质量标准、海水水质标准和地下水质量标准等；按水资源的用途分为生活饮用水卫生标准、渔业水质标准、农田灌溉水质标准、娱乐用水水质标准和各种工业用水水质标准等。由于各种标准制定的目的、适用范围和要求不同，同一污染物在不同的标准中规定的标准值也是不同的。

环境质量标准是随着环境问题的出现而产生的。工业革命以后，英国工业发展造成的环境污染日益严重，1912年英国皇家污水处理委员会对河水提出了五日生化需氧量（BOD_5）、溶解氧量和悬浮固体物量三项标准。近几十年来，一些国家先后颁布了各种环境质量标准，世界卫生组织基于人体健康的需要，颁布了空气质量导则（WHO Air Quality Guidelines）。中国在1959年颁布的《生活饮用水卫生规程》

中首次对水质提出了规定，在1962年颁布的《工业企业设计卫生标准》中首次对居民区大气中12种有害物质规定了最高容许浓度。中国已颁布的环境质量标准有：《环境空气质量标准》《地表水环境质量标准》《地下水质量标准》《渔业水质标准》《农田灌溉水质标准》《海水水质标准》《声环境质量标准》等。

huanreqi

换热器 (heat exchanger) 使热量从热流体传递给冷流体，以满足规定的工艺要求的装置。按其工作原理，换热器可以分为间壁式换热器、混合式换热器和回热式换热器三类。

间壁式换热器 冷热两种流体被固体壁面隔开，分别在其两侧流过，热流体的热量通过固体壁传给冷流体，又称表面式换热器。汽轮机回热加热系统中的高压加热器、低压加热器、热网加热器、凝汽器，锅炉中的水冷壁、过热器、再热器、省煤器、空气预热器，核动力装置中的蒸汽发生器以及各种油冷却器都属于这种类型。

具体的间壁式换热器种类很多，从结构上可分为管壳式(或称列管式)、板式、螺旋板式以及板翅式等几种。

管壳式换热器 图1为管壳式换热器的示意图，流体Ⅰ在管间流动，根据需要在管间设置若干块圆缺形的挡板（或称折流板），用以提高管间流速并尽量使流体Ⅰ横掠管面，以提高壳侧的换热系数，此外挡板还可起管束的管间定距作用，保持管间距均匀一致。流体Ⅱ从封头流入，在管内从一端流到另一端为一个管程。图1所示的换热器为单壳程双管程。图2(a)所示为二壳程四管程，图2(b)为三壳程六管程。在一定的流量下，采用多管程可以提高管内流体Ⅱ的流速。挡板数和管程数的选定原则是应尽量使管内流体Ⅱ与壳侧流体Ⅰ的换热系数互相匹配，从而使换热器在相同泵功率下获得最佳的传热效果。根据流体在管程和壳程中的安排，管壳式换热器又可分为：顺流式，即冷热流体平行同向流动，见图3(a)；逆流式，即平行反向流动，见图3(b)；叉流式，见图3(c)；以及三种不同组合的混合流式，见图3(d)、(e)、(f)。在相同的冷热流体进出口温度的条件下，逆流式具有最大的平均温差，因此从提高换热面的传热强度来考虑，应该尽量采用逆流式。虽然顺流式的传热平均温差最小，但由于其他原因，如考虑降低热流体进口处的管壁温度（如锅炉中的过热器），也采用顺流式安排。通常在设计中应安排腐蚀性的、高温的、高压的或流体压降是关键量的流体流过管内。管壳式换热器制造工艺成熟，密封性好，适应性强，处理能力大，管内便于清洗，在高温、高压场合下具有优势。但与其他换热器比，它的传热系数低，体积大，耗材多，增强管内外换热有利于克服这些缺点。为了解决固定管板换热器热膨胀产生的热应力过大的问题，出现了螺旋管、浮头式和U形管等结构设计方案。

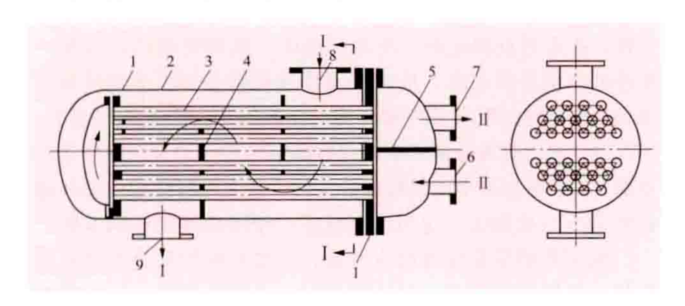


图1 管壳式换热器示意图

1—管板；2—外壳；3—管子；4—挡板；5—隔板；6、7—管程进口及出口；8、9—壳程进口及出口

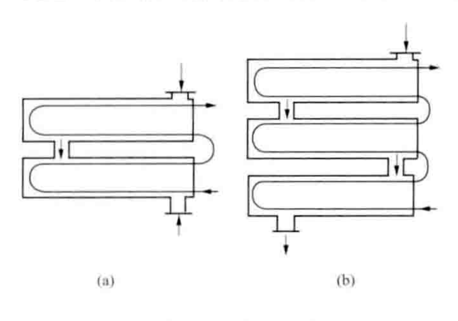


图2 管壳式换热器的壳程与管程

(a) 双壳程四管程；(b) 三壳程六管程

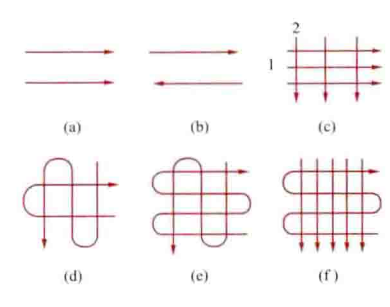


图3 流体在管壳式换热器中的流动方式

板式换热器 由带波纹槽的若干金属板片叠置压紧组成，如图4所示。板间周边用垫片密封，冷热流体分别在板的两侧的狭窄波纹缝隙中流过，从而使流体在低雷诺数（即低速）下诱发湍流以获得高的传热系数（比管壳式换热器要高2～4倍）。由于板的两侧流道形状与尺寸相同，最宜于用来作为传热性质相近的冷热流体的换热设备（如液-液之间或蒸汽冷凝与冷却液之间的换热），通常采用不锈钢、钛、铝黄铜、镍铜合金、铬镍铁合金、镍铜合金作为板材，板厚0.2～0.5mm。与管壳式换热器相比，它具有传热系数大，流动空间小，结构紧凑，无需检修空间，可全部实现逆流安排，无需焊接，拆修方便，流体存量少，对过程控制响应快，流体只与薄板接触，使昂贵的耐腐蚀材料（如钛材）耗量少等优点，自1990年代以来在动力、供热、食品、造船、化工、炼油等工业中得到广泛应用。但由于密封材料的性能所限，一般只在较低的压力与温度范围内（2MPa和200℃以下）使用。

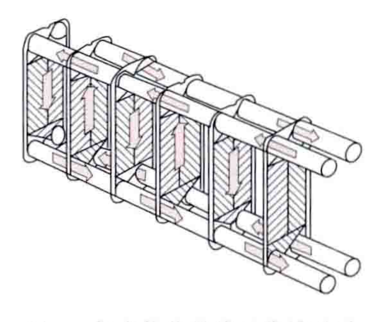


图4 板式换热器的工作原理图

螺旋板式换热器 由两张平行的金属板卷制起来构成螺旋通道，再加上下盖板及连接管组成，如图5所示。冷热流体分别

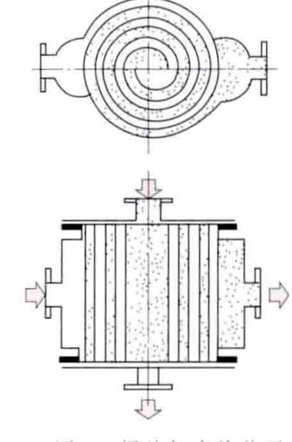


图5 螺旋板式换热器结构原理图

在板两侧各自的螺旋通道内逆流通过，由于不断在流道截面上形成二次环流有利于提高传热系数，加上流道为单通道，形成污垢会减少流通截面，使流速增加产生冲刷效果，故有“自洁”作用，使污垢形成速度降低（是管壳式的1/10）。与管壳式相比，其优点是流道空间小，结构紧凑（单位体积可容纳的换热面积约为管壳式的3倍），用板材代替管材价廉易得。其缺点是不易清洗，检修困难，一旦泄漏无法修复，承压能力低（一般用于1MPa以下的场合）。

板翅式换热器　由若干层基本换热元件组成。在两块平隔板1中夹着一块波纹形翅片3，两端用侧条2密封，形成一层基本换热元件，如图6（a）所示，由若干层元件叠置钎焊即成板翅式换热器［见图6（b）］。波纹翅片可做成多种几何形状，使之既增加流体的扰动以提高换热系数，又与平隔板焊在一起用以扩大换热面面积，从而使传热增强。例如，用作气-气热交换，其传热系数比管壳式高出约10倍，可达300W/(m^2·℃)。因此，它是结构最紧凑的换热器（每1m^3体积中换热面积可达2500m^2），承压能力达10MPa。缺点是造价高，易堵塞，难清洗，一旦泄漏无法检修。它适用于清洁和对换热器材料无腐蚀性的流体。

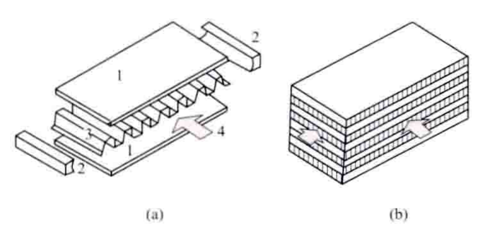


图6　板翅式换热器结构原理图
1—平隔板；2—侧条；3—翅片；4—流体

混合式换热器　冷热两种流体直接接触彼此混合进行换热，同时存在质量交换，又称接触式换热器。火力发电厂循环供水系统中的冷却塔和除氧器，均是这种类型。

回热式换热器　它的换热表面先流过热流体使温度升高，吸收并储蓄热量，继而由冷流体流过，放出热量并加热冷流体，又称再生式换热器。锅炉中的回转式空气预热器就属这种类型。

近代关于换热器的研究主要是围绕强化传热和研制特种换热器两方面进行的。强化传热大体可分为两类问题：一是强化管壳式换热器的传热；二是研究开发或者改善新型换热器。前者是针对主要热阻所在，分别增强管侧或壳侧的换热，为此对于管侧通常可改变壁面状况或采用不同形状的内插物等方法来实现；对于壳侧则可采用不同形状的翅片以扩展壳侧的换热面积并力图同时增加壳侧的换热系数。后者则是在不断完善新型换热器性能的同时，努力扩大其应用范围，如研制焊接的板式换热器用作氢重整装置中的高温气体回热器，研制自由流降膜板式蒸发器用作造纸碱回收装置中的浓缩设备。除了强化传热以外，还针对工业发展中出现的某些特殊要求研制开发特种换热器，例如在低温余热利用中发展起来的防腐陶瓷换热器等。所有上述研究都有一个共同特点，即研究工作与工业的技术发展紧密地互相结合。

参考书目

杨世铭，陶文铨．传热学．4版．北京：高等教育出版社，2007.

huanreqi reli jisuan

换热器热力计算　(heat exchanger thermal calculation)

分成设计计算与校核计算两种。设计计算是根据用户提出的换热条件与要求，确定换热器的型式、换热面积及结构参数。校核计算则是针对已有的换热器进行校核，看它是否能满足用户的换热要求，一般是核算流体出口温度和换热量。热力计算必须在已确定换热器的结构形式的基础上进行，在确定换热器传热系数和阻力系数时，必须依据该类型换热器内的传热和流阻关系式。热力计算还必须考虑污垢热阻，因为在运行中流体必然会在换热面上沉积污垢，使传热热阻增加。污垢热阻与流体的性质、温度、流速以及流道形状等许多因素有关，其值由实验测定，计算时可从有关传热手册中查取。热力计算有两种方法：平均温差法（log mean temperature difference method，简称LMTD法）和效能-传热单元数法（Effectiveness-NTU method，简称ε-NTU法）。

平均温差法（LMTD法）　首先选定换热器型式，根据用户给出的换热量Q和冷热流体进出口温度t_1'、t_1''、t_2'、t_2''中的任三个温度，按热流体放出的热量等于冷流体吸收的热量这一平衡方程，求出冷或热流体的出口温度，再求出传热平均温差。由于冷热流体沿换热面进行热交换时温度不断变化，因此流体间的温差也在不断变化，且与流动方式密切相关。对于顺流式换热器，其传热平均温差可用下列对数平均法求出，即

$$\Delta t_m=\frac{\Delta t'-\Delta t''}{\ln\dfrac{\Delta t'}{\Delta t''}} \tag{1}$$

式中Δt_m称为对数平均温差；$\Delta t'$和$\Delta t''$分别为进口和出口处热冷流体间的温差。对于逆流式，式（1）仍可应用，但$\Delta t'$和$\Delta t''$分别表示较大和较小温差端的温差。对于其他各种流动方式，计算时先按逆流公式算出对数平均温差后，再乘以温差修正值$\varepsilon_{\Delta t}$，即为传热平均温差，$\varepsilon_{\Delta t}$可从有关文献中查出。求出Δt_m后，再根据预先选定的换热器型式和结构参数分别求出冷热流体侧的换热系数及选取相应的污垢系数，然后算出传热系数k。最后用传热公式$F=Q/k\Delta t_m$求出所需换热面积F，并确定其主要结构参数。如算出的换热面积和结构参数与预先选定值不相符合，则需重新计算，直到两者相差在规定误差值以内时为止。如所求得的换热面积和确定的结构合理，则可按照设计的型式和结构参数选购或制造。

效能-传热单元数法（ε-NTU法）　换热器效能ε是指实际传热量与最大可能传热量之比值。若忽略热损失不计，则实际传热量就应等于热流体放出的热量$M_1c_1(t_1'-t_1'')$或冷流体吸收的热量$M_2c_2(t_2'-t_2'')$，其中M_1c_1和M_2c_2分别为热、冷流体的热容量。根据热平衡原理可知，具有最小热容量$(Mc)_{min}$的流体其温差最大，所以最大可能传热量为

$$Q_{max}=(Mc)_{min}(t_1'-t_2')$$

根据ε的定义可写出

$$\varepsilon=\frac{Q}{Q_{max}}=\frac{t_2''-t_2'}{t_1'-t_2'} \tag{2}$$

ε与换热器内流体的流动方式有关，对于顺流式换热器可以导得

$$\varepsilon=\frac{1-\exp\left\{-\frac{kF}{(Mc)_{\min}}\left[1+\frac{(Mc)_{\min}}{(Mc)_{\max}}\right]\right\}}{1+(Mc)_{\min}/(Mc)_{\max}}$$

$$=\frac{1-\exp\left\{-NTU\left[1+\frac{(Mc)_{\min}}{(Mc)_{\max}}\right]\right\}}{1+(Mc)_{\min}/(Mc)_{\max}} \quad (3)$$

式中$\frac{kF}{(Mc)_{\min}}$为一无量纲数，称为传热单元数（Number of Transfer Units，简称 NTU 数）；$(Mc)_{\max}$为流体热容量之较大者。对于逆流式换热器，也可推出

$$\varepsilon=\frac{1-\exp\left\{-NTU\left[1-\frac{(Mc)_{\min}}{(Mc)_{\max}}\right]\right\}}{1-\frac{(Mc)_{\min}}{(Mc)_{\max}}\exp\left\{-NTU\left[1-\frac{(Mc)_{\min}}{(Mc)_{\max}}\right]\right\}} \quad (4)$$

对于其他不同流动组合方式的换热器，ε 都可表示成 NTU 和$\frac{(Mc)_{\min}}{(Mc)_{\max}}$的函数关系式，这种关系式和相应的线图可参阅有关文献。

根据 ε 与 NTU、$\frac{(Mc)_{\min}}{(Mc)_{\max}}$的关系，可以进行换热器热力计算。在设计计算时，由已知的流体进出口温度求出 ε 值，再由公式或线图求出 NTU 值，最后根据 NTU 的定义式即可求出所需的换热面积。在校核计算时，与 LMTD 法相比应用 ε-NTU 法更为简单，由已知的换热面积 F 和传热系数 k 得出 NTU 值，再由公式或线图求出 ε 值，从而求出所需的流体出口温度。

NTU 是表示传热量大小的无量纲数，从 ε 随 NTU 而增大的变化趋势可以看出，当 NTU 不断增加时，ε 随之增大并趋于一极限值，此极限值与流动方式有关。对于逆流，此极限值为 1；对于顺流，由于热容量较小的流体其温度变化达不到 $(t_1'-t_2')$，所以 ε 的极限值小于 1。

以上两种方法均可用于设计计算和校核计算。在设计计算中，采用 LMTD 法可从 Δt_m 的大小看出所选用的流动方式与逆流方式相差的程度，有助于流动方式的选择，这是 ε-NTU 法做不到的。

参考书目

杨世铭，陶文铨．传热学．4 版．北京：高等教育出版社，2007.

huanre xishu

换热系数 （convective heat-transfer coefficient） 当固体表面温度与流体温度相差 1K 时，单位固体表面积在单位时间内所传递的热量，也称为表面传热系数。用 h 表示，单位为 J/（m^2·s·K）或 W（m^2·K）。对流换热的强度可用牛顿冷却公式 $Q=h(T_w-T_f)F$ 表述，式中 Q 表示面积为 F 的固体表面上每秒钟与流体交换的热量；T_w 和 T_f 分别为固体表面和流体的温度；h 为换热系数或表面传热系数，h 的大小反映换热的强弱。在工程中对流换热求解的主要任务之一就是计算或测定 h。

求解 h 的方法有数学分析解法、数值分析解法、实验求解法和类比法等几种。h 与诸因素之间的关系可以用连续性方程、动量方程、能量方程和对流换热过程微分方程式等偏微分方程式来描述。这样就可以直接用数学分析法来求解偏微分方程组。由于方程组的复杂性，这种方法只在极个别的非常简单的问题上才是有效的。20 世纪 30 年代初，L. 普朗特（Ludwig Prandt，1875—1953）在实验基础上提出了"边界层理论"，用边界层概念简化方程组，使很多问题的数学求解成为可能，从而开拓了对流换热的研究向理论分析方向发展的道路。解析法是一种推理严密的经典理论方法，它也是相似分析和数值计算的基础。但由于数学方面的原因，用它来解决问题时要做较大的简化，所以只能用来求解少数较简单的工程问题。

20 世纪 60 年代以来，计算机技术被引进对流换热的研究，使微分方程组的求解过程可变换成相应的差分方程组的代数求解过程，由于计算机可进行大工作量计算，从而促使数值解法在计算数学发展的推动下得到推广。由于换热问题的复杂性，数值解法往往需要依靠实验测定数据来检验它的方法和某些结果。因此，数值求解法常与实验研究互相配合，其最先在层流换热方面得到推广应用。尔后，随着基于时均化的纳维尔-斯托克斯方程（即雷诺方程）的湍流模型的不断开发（诸如半经验的混合长度理论即零方程模型、一方程模型以及双方程模型等多方程模型），数值解法在湍流换热工程问题中得到广泛应用。进入 21 世纪后，大涡模拟（LES）和直接数值模拟（DNS）方法得到快速发展和应用。

数学分析法还难以处理工程中不断出现的复杂的对流换热问题，众多的计算 h 的公式主要还是靠实验求解方法来提供的。1880 年，O. 雷诺（Osborne Reynolds，1842—1912）用流型显示方法研究了流体运动的状况。20 世纪初，E. K. W. 努塞尔（Ernst Kraft Wilhelm Nusselt，1882—1957）在相似原理之上开辟了对流换热研究的实验求解途径。实验求解法在解决大量的对流换热问题中正日臻成熟，成为解决工程中对流换热问题的有效方法，对于那些换热模型还不够清楚的问题尤为重要，而且还是数学分析法的检验标准。它用来确定计算 h 的准则关系式，但难以揭示出换热的机理。20 世纪 60 年代中期以来，由于光学测试技术的推广应用，速度和温度场的测定以及流型的显示，把实验研究推进到一个更高的水平，并为揭示换热机理和建立物理模型提供了可靠的依据。

类比原理是利用流动阻力的实验（或理论）数据解决对流换热问题的一种方法的基本原理。该原理由雷诺、普朗特、卡门、马蒂内里等人先后提出并推动发展起来。该原理可用于层流和紊流换热。这种方法对于换热复杂、难于直接测定或缺乏资料的情况，能够获得近似解，有一定实用意义。通过类比分析，有助于对紊流换热机理的理解。

用不同方法得到的计算 h 的公式都只适用于一定的范围。按流体运动的起因、空间几何特性、流动状况以及边界条件等的不同，对流换热的种类也互异。因此，适用于不同种类的计算 h 的公式也很多。在选用时一定要注意遵守公式给定的应用范围，否则就可能导致很大的误差。

参考书目

章熙民，任泽霈，梅飞鸣．传热学．北京：中国建筑工业出版社，2007.

huiba shigong

灰坝施工 （ash yard dam construction） 燃煤电厂储灰场周围挡灰坝的施工。火电厂的储灰场一般选择在山谷、洼地、荒地、河（海）滩地、塌陷区和废矿井等地区，

修筑灰坝的材料可根据工程所在地的实际条件选用。滩涂灰场灰坝临水面的外坡坡脚处应设置防冲刷和消浪设施，并在坡脚以上部分设置护面。灰坝可分为土石坝（均质坝、土质防渗体分区坝、非土质材料防渗体坝）、灰渣坝、冲泥袋坝、编织土工布物透水坝。

土石坝施工　土石坝由土料、石料或混合料等通过碾压方式堆筑而成。随着筑坝技术的发展，风化料、轻岩、砾石土等越来越多地用于筑坝，有利于充分发挥土石坝就地取材、就近取材的优势。

土石坝施工前，应先进行坝基处理，满足渗流、稳定及变形三方面的要求。清理坝基、岸坡和铺盖地基时，应将树木、草皮、树根、乱石、坟墓及各种建筑物等全部清除，做好水井、泉眼、地道、洞穴等处理。

根据坝型、料场地形和施工方法等具体条件进行坝料的使用规划，将符合设计要求的各种现料按不同施工阶段分别确定其填筑部位，考虑料场开采与坝体填筑之间的相互关系，提高开挖料直接上坝的比例。

坝体填筑前，应对坝料的物理力学性质及压实特性进行必要的室内和现场试验，根据坝料性质、筑坝材料调研报告、土工试验资料和拟订的压实机械等，选择具有代表性的坝料进行碾压试验。当某种材料不能完全适应使用的目的时，需要进行坝料加工，调整土石料含水率与级配，以满足坝料的施工和设计要求。

坝料运输方式的选择应考虑坝型、坝区地形、运距远近及运输机具等因素。注意挖、装、运、卸四个环节的配合，组织好机械化联合作业，提高机械效率。宜采用自卸汽车直接上坝方式，以减少坝料转运。

坝体填筑时，应按施工试验确定的碾压参数，对坝料质量、铺料厚度、含水率进行控制，逐层检查压实质量，合格后方可填筑上层坝料。坝料铺筑及碾压应沿与坝轴线平行的方向进行，依次向外扩展，不得在与坝轴线垂直的方向进行碾压。

软弱土地基上的填筑，应按设计要求控制填土速度，防止地基产生剪切变形破坏。

雨期填筑和冬期负温填筑应采取相应措施。在施工区域内，应根据施工期间降雨强度及地基的可能渗漏量及现场地形地貌，建立可靠的排水系统，保证及时排水。

土石坝堆石体施工方法为薄层碾压，对堆石料的石质、尺寸、级配、细料含量等要求较宽。

在施工过程中，应定期对坝体（基）的稳定性进行安全监测。

灰渣坝施工　灰场在使用一定年限后，沉灰堆积高度接近坝高，需分期填筑子坝，将灰坝增高，以增加储灰量。采用较多的坝料是正在排放的灰渣。子坝可分期填筑，以减少用地，降低灰渣场造价。施工前先对坝前沉积区的灰渣采取加速排水固结措施，并保持一定的干滩长度，以提高坝基的承载力。冲填灰渣时均匀排灰，按设计要求规范和检查各级增高坝的高度、铺灰厚度、碾压遍数及压实后的密实度等。

冲泥袋坝施工　就地采集滩地上的亚砂土，用泥浆泵灌入聚丙烯编织袋内，待泥浆自行脱水固结后成坝。施工时先把聚丙烯编织布缝制成袋，在开口端对接一段长30cm左右的袖口，以便与冲泥管扎紧。将尼龙袋成排铺设在坝体位置上，依次冲灌泥浆成软体排，待软体排滤水固结后形成坝体。尼龙袋应分层按序、平整铺设，上下层错位，互相搭接。袋与袋之间的孔隙用亚黏土填夯，迎水面用袋装小石子和大石块砌筑，每层及时跟上，保护袋体不受风浪冲刷，兼起反滤层作用。待坝体沉降稳定后，再进行混凝土防浪墙等施工。

编织土工布物透水坝施工　土工布是连续性材料，可以代替碎石垫层，与不连续材料结合使土体连续稳定。施工时铺设一层土工布在块石护面上，可起到隔离的反滤作用。

huimai

灰霾　(dust-haze)　大量极细微的干尘粒等均匀地浮游在空中，使水平能见度小于10km的空气混浊现象。霾的核心物质是空气中的悬浮细颗粒物，气象学上称为气溶胶颗粒。空气中的灰尘、硫酸盐、硝酸盐、有机碳氢化合物等细颗粒物也能使大气混浊、视野模糊并导致能见度恶化而呈现出灰霾天气状态。细颗粒物也称为PM2.5，指空气动力学直径小于或等于2.5×10^{-9}m的微细颗粒。

细颗粒物成因　细颗粒物成因复杂，约50%来自燃煤、机动车、扬尘、生物质燃烧等直接排放的一次细颗粒物；约50%是空气中二氧化硫、氮氧化物、挥发性有机物、氨等气态污染物，经过复杂化学反应形成的二次细颗粒物。细颗粒物来源十分广泛，既有火电、钢铁、水泥、燃煤锅炉等工业源的排放，又有机动车、船舶、飞机、工程机械、农机等移动源的排放，还有餐饮油烟、装修装潢等量大面广的面源排放。

细微颗粒的形成方式主要有两种，一种是以固态形式直接排放的一次细颗粒物；另一种是由气态前体物，如二氧化硫、氮氧化物、氨等通过大气化学反应而生成的硫酸盐、硝酸盐、铵盐等二次细颗粒物。如挥发性有机物与氮氧化物发生光化学反应，生成臭氧，臭氧具有强氧化性，可将氮氧化物、二氧化硫、氨等氧化成硝酸盐、硫酸盐、铵盐而成为二次细颗粒物。火电厂排放的飘尘、氮氧化物、二氧化硫对灰霾的形成也有影响。

雾和灰霾的区别　一般来讲，雾和灰霾的区别主要在于水分含量的大小。一般相对湿度小于80%时的大气混浊视野模糊导致的能见度恶化是霾造成的，相对湿度大于90%时的大气混浊视野模糊导致的能见度恶化是雾造成的，相对湿度介于80%～90%之间时的大气混浊、视野模糊导致的能见度恶化，是霾和雾的混合物共同造成的，但其主要成分是霾。雾的颜色是乳白色、青白色，霾则是黄色、橙灰色；雾的边界很清晰，霾则与周围环境边界不明显。雾是气象现象，而城市化和工业化是霾产生的主要因素。

灰霾的形成　主要有三方面因素：①水平方向静风现象增多。近年来随着城市建设的迅速发展，阻挡和摩擦作用使风流经城区时明显减弱。静风现象增多，不利于大气污染物的扩展稀释，却容易在城区和近郊区周边积累。②垂直方向上出现逆温。这种高空的气温比低空气温更高的逆温现象，使得大气层低空的空气垂直运动受到限制，导致污染物难以向高空飘散而被阻滞在低空和近地面。③空气中悬浮颗粒物的增加。近些年来随着城市人口的增长和工业发展，机动车辆猛增，使得污染物排放和城市悬浮物大量增加，直接导致

了能见度降低。

危害 灰霾对身体健康、心理健康以及交通安全等，都有不利的影响。①影响身体健康。灰霾的组成成分非常复杂，包括数百种大气化学颗粒物质。其中有害健康的主要是细颗粒物进入并黏附在人体呼吸道和肺叶中。尤其是亚微米粒子会分别沉积于上、下呼吸道和肺泡中，引起鼻炎、支气管炎、肺炎等病症。灰霾天气还可导致近地层紫外线的减弱，易使空气中的传染性病菌的活性增强，传染病增多。②影响心理健康。阴沉的灰霾天气容易让人产生悲观情绪，使人精神郁闷。③影响交通安全。出现灰霾天气时，视野能见度低，空气质量差，容易引起交通阻塞，发生交通事故。

预防和治理 进一步加强灰霾天气的监测和预报，并将建立霾天气预测预报系统与建立动态排污控制系统、控制污染源排放的决策系统结合起来，治理时也要地区联合，实行区域联防联控，以达到最佳的治理效果。

huizha shebei anzhuang

灰渣设备安装 (ash and slag handling equipment erection) 现代电厂普遍采用干式除灰方式，除渣方式则有湿式除渣和干式除渣两种，其结构和安装工艺各不相同。

除灰设备安装 包括输灰空气压缩机、输灰器、输送管道和配套仪用空气压缩机、气化风机、旋风分离器及管道的安装；转动设备和管道安装可按常规工艺进行，输灰器安装时做好与上部设备的隔离，控制容器和管道的内部清洁度。

除渣设备安装 湿式除渣系统由刮板捞渣机、缓冲水仓、高效浓缩机和配套水泵及管道组成。捞渣机散件供货，现场安装，渣井等设备一般通过挂在锅炉钢结构件上方的葫芦在现场组合安装，刮板和链条安装时应保证导向轮和轴承受力良好，渣仓一般组合后分段或整体吊装到位，安装和调试阶段进入渣井工作，应做好炉内落物打击的预防措施；缓冲水仓和高效浓缩机一般用汽车起重机在现场进行组合安装。

干式除渣机由机械密封、渣井、液压关断门、炉渣输送系统、炉渣清扫系统、渣仓及支撑钢结构等组成，安装方法可参考刮板捞渣机的安装。输送链安装前将驱动辊和导向辊之间的距离调到最小，链条的连接应正确可靠。

huizha xitong guzhang

灰渣系统故障 (ash and slag handling system failure) 灰渣是锅炉燃烧后的产物，主要通过除灰渣系统排放，灰渣系统的运行状态会对锅炉正常运行产生重要影响，甚至会导致锅炉被迫停运。灰渣系统故障的类型主要包含：①电除尘故障；②输灰系统堵灰；③灰库系统故障；④除渣系统故障。

电除尘故障 常见电除尘故障有电场短路、电场开路、偏励磁、过流、晶闸管短路、反电晕、运行参数异常。故障处理应从电场参数、辅助系统运行情况等方面综合分析，投运脱硫系统的机组，应考虑电场停运后对脱硫系统的影响。出现下列情况应该停运相应电场：①高压输出回路开路；②电除尘排灰装置发生堵灰和卸灰设备损坏；③整流变压器超温；④供电装置跳闸原因不明；⑤电除尘进口烟气温度低于露点温度；⑥发生危及人身、设备安全，以及使故障扩大的情况。

输灰系统堵灰 输灰系统堵灰的主要有原因有：①起动初期或燃料变化导致运行工况偏离设计工况；②压缩空气系统故障，阀门误关；③仓泵流化阀节流孔板堵塞；④大块异物进入系统；⑤输灰管线进水。发生输灰系统堵塞应该检查压缩空气系统工作情况，现场查找堵塞的位置，在堵塞的外管采用锤击方法，使堵塞位置振动疏松。每个主管道都设置有吹堵旁路，可开启相应管道排堵阀进行排堵。输灰系统停运不得超过4h，超过2h后将相应电场停运。

灰库系统故障 主要有：①卸灰时不下灰；②下灰时冒灰；③双轴搅拌机故障。卸灰时不下灰应检查灰库气化风系统运行是否正常，电动锁气器、气动下料阀是否有卡住的现象。下灰时冒灰应检查灰位探针是否损坏，收尘管是否堵塞，下灰系统有无泄漏点。双轴搅拌机故障应及时通知检修处理。

除渣系统故障 常见的除渣系统故障有：①刮板捞渣机故障；②碎渣机故障；③脱水仓故障；④除渣水系统故障。锅炉除渣系统故障应立即通知检修处理，除渣系统故障停运影响排渣时，应减少锅炉负荷降低燃料量，直至停运锅炉。

huiliaofa

回料阀 (loop seal) 在灰循环回路中，将分离器收集下来的灰可控而稳定地送回压力较高的炉膛下部，并阻止炉底高压气固流体反向进入分离器的装置。循环灰量按运行工况要求稳定地回送到炉膛内，是循环流化床锅炉正常运行的基本条件之一。由于分离器的压力低于燃烧室的压力，循环灰是从低压区回送到高压区，故回料阀还必须起到止回阀的作用。如高压区气体反窜进入分离器，将破坏分离工况，降低分离效率，影响灰粒循环以致影响锅炉的正常运行。

回料阀分机械和非机械两种型式，机械阀靠机械构件的位移来实现对循环灰量的控制，如锥形阀、闸阀、旋转锁气阀等。由于循环灰回路温度高、工作条件苛刻，故一般多采用非机械型回料阀。非机械阀允许循环灰在分离器下的返料料腿（立管）和炉膛之间流动而无需另加任何机械设施，只在流化空气的控制下完成固体颗粒的流动过程。

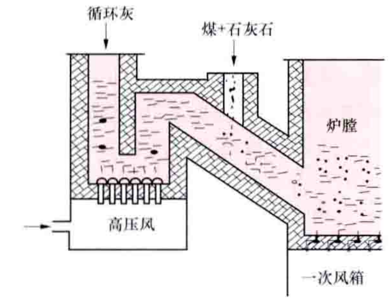
按工作特性和结构，非机械阀分为可控型阀（L阀、V阀、J阀等）和自控或非自控型阀（流动密封阀、密闭输送阀等）。

为有利于燃烧、脱硫反应和便于布置，给煤及石灰石也可从循环灰回料管供入，与高温循环灰一并进入炉膛底部。

流动密封阀（又称U形阀）由带有溢流口的低速鼓泡流化床和分离器立管组成，高压头空气经布风装置进入U形阀的底部，使床体膨胀流化循环灰经过溢流口而被返回到炉膛内。U形阀内的压力高于进炉膛回料口压力，从而防止了炉膛下部烟气窜入立管。同时，在立管的不同部位注入空气，以便于循环灰以移动床方式流动，避免棚堵断流现象。U形回料阀工作示意图见图。

通过U形阀的循环灰流量由立管内循环灰位的高度变化自动调节：当锅炉负荷升高，炉膛内运行气速增大，携带

更多的粒子进入分离器而被分离下来，立管内的循环灰位高度（移动料柱）上升，与U形阀底部之间的差压增大（即灰流动势差增大），灰流量随之增加；当锅炉负荷降低，进而使立管差压降低时，循环灰流量随之减少。立管内的差压（粒柱）始终与驱动循环灰通过U形阀所需的压头相平衡，从而形成U形阀的自平衡运行方式。



U形回料阀工作示意图

U形阀流化风压力一般为50kPa，风量约为锅炉总风量的2%，工作温度与炉膛燃烧温度接近（高温型回路）。阀内的流化风速为0.3m/s左右，多用小孔风帽布风。阀体可采用普通钢制作，内衬绝热及耐火防磨材料。

huire jiareqi yunxing

回热加热器运行 (operation of regenerative heater)

回热加热器的主要任务是利用汽轮机做过功的蒸汽，加热锅炉的给水，提高给水温度，减少排往凝汽器的蒸汽量，降低冷源损失，提高热力系统的循环效率。回热加热器可分为低压加热器和高压加热器，它们运行的好坏对汽轮发电机组的经济性有很大影响。

低压加热器　一般指凝汽器与除氧器之间的加热器，通常是随机起停。在投入时应先全开水侧的进出阀门，关闭旁通阀，再开启抽汽管道止回阀前后的疏水阀预热蒸汽管道，同时关闭汽侧放水阀，稍开空气阀排出空气，然后逐渐开启进汽阀向加热器送汽至工作压力。加热器投入后，关闭抽汽管道上的疏水阀，并注意保持加热器的正常水位。

高压加热器　一般指除氧器与锅炉之间的加热器，通常在机组带到一定负荷时投入或随机起停。高压加热器投入时应先在0.1～0.15MPa或稍高蒸汽压力下进行本体预热，同时开启空气阀，排净汽侧空气，再向加热器注水并检查管束严密情况，发现泄漏不得投入运行。再开启联成阀使加热器通水并切断旁路。加热器通水后，缓慢开启加热器进汽阀，按规程规定的速度升压，一般控制给水温升率为3℃/min（停运时给水温降率为2℃/min）。根据加热器压力和水位情况及时投入疏水调节器和保护装置，保持加热器水位正常。

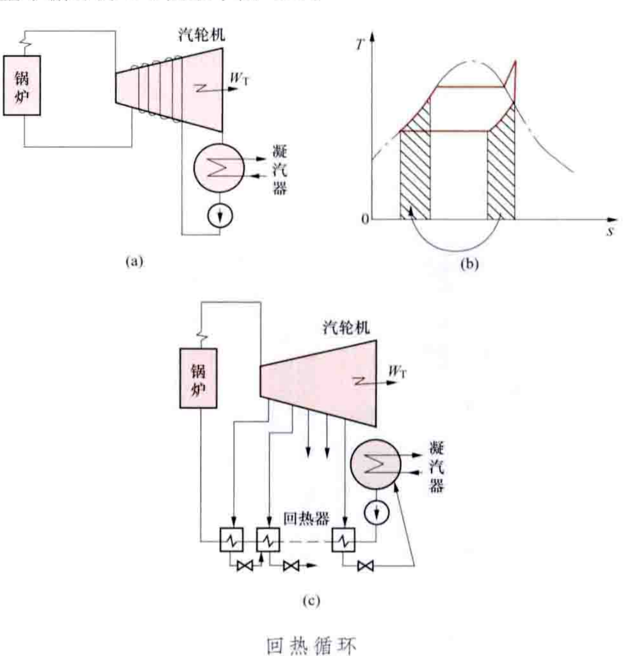
加热器的运行监视　包括：①加热器运行中要定期检查疏水水位和疏水器的工作情况，根据负荷情况及时切换疏水流向，并保持排气畅通；②在一定负荷下加热器出口端差增加，表明加热器集聚空气或管束结垢导致传热条件恶化，应及时采取措施；③在正常运行中要严格控制给水温度的变化速度，不允许长时间停水侧不停汽侧运行，避免水侧突然投入使管束受冷冲击；④运行中若发现加热器水位迅速上升，端差增大，出水温度下降，汽侧压力摆动或上升，抽汽管和疏水管振动、冲击等现象，为防止管子破裂，高压水倒灌入汽轮机，应及时切断加热器与系统的联系，打开放水阀，停止加热器运行。

huire xunhuan

回热循环 (regenerative cycle)

余热被回收，并用于循环自身的一类热力循环。许多热力循环都可以采用回热，其具体实施的原理和方法大同小异（见布雷顿循环）。

以朗肯循环为基础的回热循环为例，如图（a）所示的一个热力装置系统，在凝汽器中凝结成的液态工质，首先通往汽轮机，以逆流的方式吸收蒸汽的热量，而汽轮机中的蒸汽则一面放热一面膨胀做功。液态工质经吸热温度升高后再通往锅炉，减少了工质在凝汽器中的放热量，同时也提高了工质在锅炉中吸热的平均温度，循环效率得到明显的改善。整个循环的T-s图示于图（b）。



回热循环

（a）原理；（b）温-熵（T-s）图；（c）技术实施

实际的回热循环如图（c）所示。它是通过多级回热加热器对液态工质进行逐级加热实现的，只是所利用的不是通过汽轮机的全部蒸汽部分冷凝时所释放的热量，而是从汽轮机的各级抽汽口中抽出的部分蒸汽凝结成液体时所释放的热量。

产生1kW·h的电能所需的蒸汽量叫做汽耗率，所消耗的热量叫做热耗率。与朗肯循环相比，虽然回热循环的热耗率有显著的降低，汽耗率却显著地提高。热耗率的降低，表明热效率提高了；汽耗率的提高，增加了汽轮机高压级的容积流量，但由于抽汽，却减小了汽轮机低压级的容积流量和蒸汽湿度，有利于中、大型汽轮机效率的提高和工况的改善。

为了提高回热循环的热效率，需要处理好两个问题：一要选择最有利的给水回热加热的最终温度；二要分配好各回热加热级的加热量。这不仅仅是循环效率的问题，需要全面地技术经济权衡，例如回热加热温度必须与锅炉的余热利用综合考虑。减小回热加热器传热温差、增加加热级数，虽然在理论上对循环效率有利，但却要增大受热面和设备造价。

huizhuanshi kongqi yureqi

回转式空气预热器 (rotary air preheater)

由烟气、空气交替地流过蓄热元件进行热交换的空气预热器，属

于再生式换热装置。受热面多由排列紧密的波纹金属薄板组成，通常热段和中间层用 0.5～0.6mm 的碳素钢板，冷段用 1～1.2mm 的低合金耐腐蚀钢板。单位体积的受热面可高达 $400m^2/m^3$，远比管式空气预热器高，故回转式预热器比管式体积小、质量轻、结构紧凑，并便于布置。此外，冷段便于更换，防腐问题易于处理，所以在大、中容量锅炉上得到广泛应用。

回转式预热器有两种基本类型：一为受热面回转式，常称容克式（Ljungstrom）；另一为风罩回转式，又称罗脱谬勒式（Rothemuhle）。应用较多的为容克式。

受热面回转式空气预热器　有二分仓式和三分仓式两种型式，外形如图 1 所示，结构如图 2 所示。传热元件随转子旋转，转子的一侧走烟气，另一侧走空气，两者逆向流动。转子视直径大小常分成 12 或 24 个扇形仓，装有径向、轴向和环向密封装置。其中径向密封是控制漏风的关键，大型预热器多装有热端漏风自动控制系统。与风罩回转式相比压差大的径向密封总长度比较短，故漏风相对减少。转子扇形隔仓尺寸大，便于焊接。对于三分仓式预热器，受热面回转式结构易于处理。缺点是转动部件重，占预热器总重的 70%～80%，支承轴承负荷大，传动功率也大，大型轴承制造较为困难。

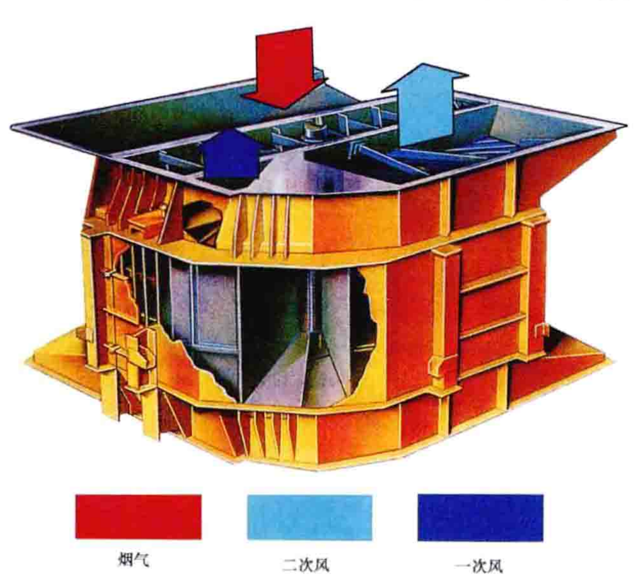


图 1　三分仓回转式空气预热器

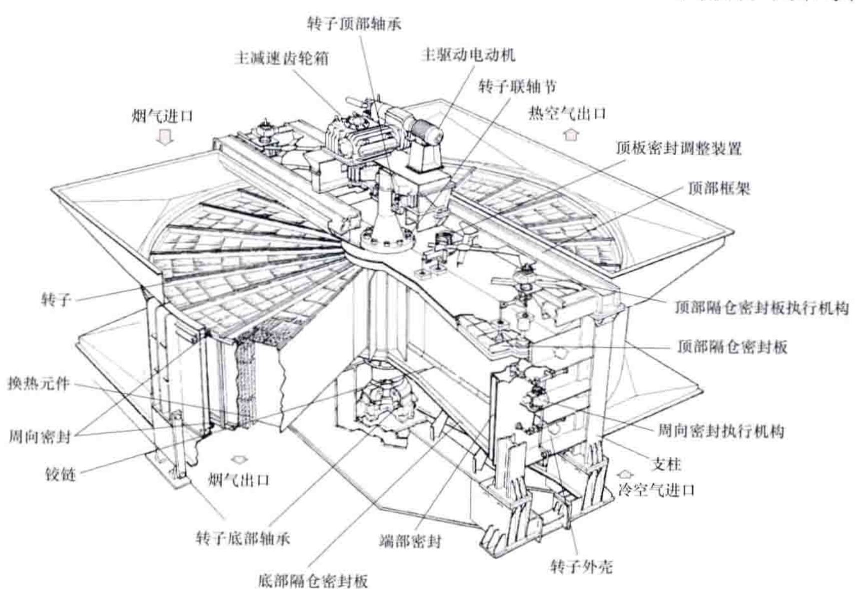


图 2　受热面回转式空气预热器

风罩回转式空气预热器（见图 3）　传热元件放在不动

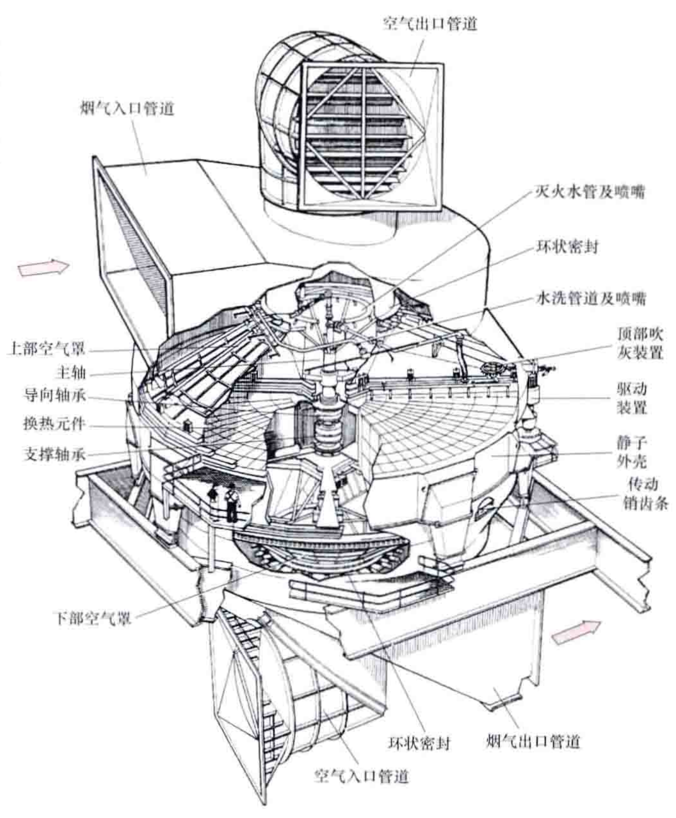


图 3　风罩回转式空气预热器

的定子之内，对称的两个风罩同步旋转，空气经一个风罩进入定子，然后从另一风罩流出。烟气在风罩外逆向经定子流出。风罩每转一周完成两次热交换。圆柱状的定子被分成许多扇形仓。回转风罩和密封框架间用柔性连接。密封框架和定子之间的端面密封为主要密封，热段多采用双金属自动调节密封，大型预热器冷段也有用机械电子自动调节密封的，以适应定子的热变形。回转风罩与固定风道之间装有颈部密封装置。转动部件的重量仅占预热器总重的15%～20%，支承轴承易于解决，定子热变形对称，由于换热元件不动，冷段可采用陶瓷换热元件。主要缺点是布置较困难，压差较大部位的密封周界长，漏风率较大，定子隔仓尺寸小焊接困难，因而应用不多。

布置　一般一台锅炉配两台预热器，对称布置，并可单独运行。现代锅炉设计中也有采用一次风单配一台预热器，二次风配一台或两台预热器的。两

种预热器均有立式和卧式布置，以立式布置居多。大容量燃煤锅炉较多采用三分仓式预热器，高压的一次风和低压的二次风在预热器中是分开的，这有利于锅炉机组整体布置。还可根据机组要求设计成一次风温高或二次风温高。一次风通道尺寸取决于煤种。缺点是一次风压高，向二次风侧及烟气侧漏风量大，占一次风量的35%以上，需配较大的一次风机，并增加了电耗。

漏风及其控制　漏风是回转式预热器的主要考核指标之一，应予有效控制。漏风分为直接漏风和携带漏风。直接漏风是最主要的漏风，这是由于转动部件和静止部件之间的缝隙，而空气压头比烟气高，空气将通过缝隙漏入烟气，其大小取决于密封缝隙和压差。携带漏风是转子或回转风罩转动将部分空气带入烟气。通常用漏风率或漏风系数表示漏风大小。漏风率 $\Delta Q=\frac{\Delta Q_A}{\Delta Q_{G1}}\times 100\%$，式中 ΔQ_A 为总的空气泄漏重量；Q_{G1} 为预热器入口烟气重量。漏风系数 $\Delta\alpha=\alpha''-\alpha'$，式中 α' 和 α'' 分别为预热器入口、出口处的过量空气系数。控制漏风的关键是密封系统应适应热变形，以尽量减少密封缝隙。大型预热器多装有漏风自动控制系统，在良好状态下漏风率通常可控制在10%以下，运行1～2年后，约增加到12%～15%。除设计、制造外，安装和日常维修中的密封调整对减少漏风也很重要，应给予足够重视。

低温腐蚀和堵灰　腐蚀和堵灰主要位于冷段，有时中间层也发生。当燃料中含硫量较高时，烟气露点也较高，若冷段平均壁温较低，就易产生腐蚀和堵灰。腐蚀和堵灰还与燃烧状况、预热器入口风温、排烟温度、换热元件的型式和材料、吹灰及清洗等一系列因素有关，解决办法应综合考虑。设计中应根据燃料含硫量和平均壁温来选择冷段及中间层换热元件的材料（包括转子或定子相应部分的材料）。冷段和热段的板型也不相同。燃烧高硫燃料时，对容克式冷段常用搪瓷换热元件，中间层用耐硫酸腐蚀的低合金钢，风罩回转式用陶瓷砖或搪瓷元件作冷段换热元件。

着火　由于燃料燃烧不完全以及未能有效吹灰等，在传热元件上沉积碳粒或油滴，易引起预热器着火，特别是燃油锅炉。为防止预热器着火，运行中应使燃油雾化良好，燃烧完全并加强吹灰（尤其起停阶段），注意监视预热器出口烟温和风温。预热器最好装备着火监视系统，如红外线探测仪等。

换热元件型式　设计中要考虑换热、阻力、防腐蚀、防堵灰和磨损等一系列问题。热段和中间层换热元件多用单位体积受热面大、具有强化换热特性的板型、板厚为0.5～0.6mm的碳素钢板。当燃用易积灰、沾污严重的燃料时，有时用松散型换热元件。冷段着重考虑防腐蚀和堵灰，应采用当量直径较大、阻力较小的板型、板厚为1～1.2mm的耐腐蚀低合金钢或陶瓷砖。

轴承　大型容克式空气预热器的支承轴承，由于负荷大，推力球面滚子轴承价格贵、更换维修不便，而采用平面推力轴承（Kingsbury轴承）。

huizhuanshi kongqi yureqi jianxiu

回转式空气预热器检修　(maintenance of rotary air heater)　对回转式空气预热器定期进行的检验与维修。回转式空气预热器普遍存在的问题是漏风量过大、积灰、堵灰和低温腐蚀，必须定期进行检修。

传热元件检修　传热元件为组合式的金属波纹板，通常分为高、中、低温端三层，其中低温端一般采用镀搪瓷元件。检修时首先检查传热元件的堵塞、积灰情况，根据堵塞的严重性采用压缩空气吹扫或是进行高压水冲洗；其次对元件盒的腐蚀、磨损、变形、板厚、组合、间隙、有无爆瓷、框架焊接部位有无裂纹及疲劳等方面进行检查，结合标准采取相应的措施进行处理。

传动装置检修　空气预热器主、辅电动机及气动马达解体检查检修，其质量应符合有关标准的规定；主减速箱解体检查，检修项目有零部件解体清洗、齿轮副啮合检查、涡轮与蜗杆的啮合检查、轴承与轴的配合检查、箱体清洗、轴封更换、润滑油更换、壳体及基础螺栓检查等；超越离合器解体，对轴承、密封件进行检查更换；支撑轴承及导向轴承解体检查，检修项目有轴承箱体水平度测量、滚珠及内外圈磨损电蚀检查、箱体清洗、结合面渗油点治理、箱体固定及各部位螺栓检查。对于围带式传动的空气预热器，还需对传动齿轮、围带销等部位进行检查、修复及测量。

传热元件转动的空气预热器转子及风道、烟道的检修　预热器转子的主要检修项目有测量转子中心筒和端轴的垂直度及水平度、转子框架焊缝的检查、T字钢椭圆度及水平度测量、转子外壁与烟道内壁间隙测量、烟风道内部支撑磨损情况及强度检查。转子的垂直度为预热器检修工作的基准。

密封装置检修　回转式空气预热器的漏风主要是由于动、静部件之间存在着间隙，而空气侧的压力高于烟气侧，因而空气漏入烟气中。所以合理调整动静之间的间隙，是降低漏风量的根本保证。空气预热器密封装置是回转式空气预热器检修的重要项目，主要包括中心筒静密封、扇形板静密封、径向密封、旁路（环向）密封、轴向密封等磨损情况检查，超标应进行更换；三向密封片安装尺寸校核及静密封间隙调整；扇形板磨损及水平度测量，低端与转子外圆角钢间隙调整；三向密封片间隙调整。通过对上述密封构件的检查、测量、更换及调整，使其达到规定的标准和要求。

漏风控制系统检修　扇形板提升机构是回转式空气预热器漏风控制系统的重要组成部分，主要作用是自动补偿转子的膨胀量，保持密封间隙始终最小，大幅度降低预热器的漏风率。检修的主要项目有：①摆线针轮减速机检修；②升降螺旋机检修；③连接吊杆检修；④波纹管组件检修；⑤扇形板与转子外圆角钢间隙调整；⑥标定限位；⑦传感器、探头等部件检修。

润滑油系统检修　预热器润滑油系统的检修主要包括油箱、油泵、滤油器、冷却器、管道、阀门、压力表等设备的检修。

消防系统检修　消防系统检修的主要项目有：①检查消防管道及喷嘴的磨损、腐蚀、堵塞情况并进行处理；②消防系统管路畅通性、严密性检查；③消防系统管路阀门解体检查，确保开关灵活、无泄漏。

蒸汽吹灰系统检修　吹灰系统的检修主要包括吹灰器、管路、阀门、仪表及吹灰控制系统等的检修。主要项目有：

①吹灰器枪管、喷嘴的腐蚀、堵塞、变形情况；驱动装置检查检修；枪管伸缩限位标定，伸缩距离正常，无卡涩；更换密封填料；②蒸汽管道检查；③支吊架及保温检查；④减压阀检查，压力调整；⑤安全阀解体检修，压力调整；⑥校对压力表、温度计；⑦吹灰控制系统检修、调试。

报警系统检修　报警系统主要有火灾报警、转子停转报警、轴承温度监视、风烟温度测量等设备的检查检修。

预热器试运　预热器检修后应手动盘车一周，无异常情况后进行试运转，主要观察、检查下列主要项目：①预热器转子转向；②传动装置运行平稳，无异常声音；③运行电流平稳，无较大波动；④轴承温度稳定，无超温现象；⑤漏风控制系统投运正常，指示准确。

预热器修后性能试验　空气预热器检修后，应进行修后性能试验，试验内容主要包括：①空气预热器漏风率；②排烟温度；③一次风压损；④二次风压损；⑤烟气压损。结合性能试验的各项指标评价检修效果。

hunhechuang jingchuli zhuangzhi

混合床精处理装置

(mixed bed polisher)　由强酸阳离子交换树脂和强碱阴离子交换树脂混合装填用于凝结水处理的设备，简称混床。混床具有出水水质好，占地面积小的优点。

混床分类　根据形状分为直筒形和球形两种形式。600MW 及以上机组精处理混床多采用球形混床，300MW 机组精处理混床多采用直筒型混床。直筒形混床的树脂层上部和下部直径相同，穿过树脂层的水流平稳。球形混床的壁厚较薄，用料较省，如直径 3000mm 的混床，若采用直筒形结构壁厚达到 60mm，而球型混床壁厚只需 28mm，可以节约 50％的钢材，经济效益十分明显。但球型混床由于树脂层的通流面积不同，存在水的流速不均等问题。

混床配置　每台机组宜配置 1 台备用混床；混床直径不宜超过 3.2m；混床运行流速为 90～120m/h；混床的树脂总层高一般为 0.9～1.0m，不宜高于 1.2m；氢型混床运行时，混床内阳阴树脂体积比宜为 2∶1，铵型混床运行时宜为 1∶2，如果兼顾混床的两种运行方式，可以采用阳阴树脂体积比为 1∶1，另外，当前置处理选用前置阳离子交换器时，后续混床阳阴树脂体积比宜为 1∶3～1∶2。

混床运行方式　一种是氢型运行方式，指混床在氢型阳树脂和氢氧型阴树脂充分混合的基础上运行，混床出水漏氨，阳树脂转化为铵型树脂时，混床运行失效；另一种是氨型运行方式，指混床氢型运行终点到达，阳树脂由氢型转为铵型后，混床在铵型阳树脂与氢氧型阴树脂充分混合的基础上继续运行，当进出水水质恶化或运行压差升高时，混床运行失效。

混床树脂选择　氢型混床要求树脂粒径范围为 ±100μm，铵型混床树脂粒径范围最好能够达到 ±50μm；阳、阴树脂的渗磨圆球率均应大于或等于 90％；氢型混床树脂的分离系数应大于 0，混合系数应该小于 3，铵型混床树脂分离系数应大于 1，混合系数应小于 2。

（1）混床树脂的分离系数。粒径最小的阳树脂与粒径最大的阴树脂颗粒沉降速率的比值减 1。表示在最佳的反洗条件下，这两种树脂混合用于同一台混床中，用水力反洗分离的方法能够达到阳、阴树脂彻底分离的程度。分离系数越大，表示分离得越彻底。氢型混床树脂的分离系数应大于 0，铵型混床树脂分离系数应大于 1。

（2）混床树脂的混合系数。粒径最大的阳树脂与粒径最小的阴树脂颗粒沉降速率的比值减 1。混合系数越小，两种树脂的混合程度越好。氢型混床树脂的混合系数应该小于 3，铵型混床树脂混合系数应小于 2。

混床树脂空气擦洗技术　利用高速空气对树脂进行擦洗的技术。由于凝结水中含有较多的铁、铜氧化物，会沉积在树脂表面，既影响混合床的除铁效果，也影响树脂的再生，因此要求采用空气擦洗技术，对树脂进行清洗。

混床树脂分离　常用的为高塔分离法和锥底分离法。（见体外再生系统）

混床阳树脂再生　阳树脂的再生剂可以选择工业用盐酸或硫酸。采用硫酸再生时，再生液浓度宜为 6％～10％，再生流速应为 4～8m/h；若混床以氢型方式运行，阳树脂的再生水平宜为 130kg（100％H_2SO_4）/m^3 树脂，若混床以铵型方式运行，阳树脂的再生水平宜为 260kg（100％H_2SO_4）/m^3 树脂。采用盐酸再生时，再生液浓度宜为 4％～6％；再生流速宜为 4～8m/h；若混床以氢型方式运行，阳树脂的再生水平宜为 100kg（100％HCl）/m^3 树脂，若混床以铵型混床方式运行，阳树脂的再生水平宜为 200kg（100％HCl）/m^3 树脂。

混床阴树脂再生　阴树脂应选用离子交换膜法制造的高纯液体烧碱（氢氧化钠）进行再生，氢氧化钠质量应符合 GB 11199 的要求。采用离子交换膜法生产的高纯液体烧碱对阴树脂再生时，再生液浓度宜为 4％～6％；再生流速宜为 3～5m/h；若采用氢型混床运行，阴树脂的再生水平宜为 100kg（100％NaOH）/m^3 树脂；若采用铵型混床方式运行，阴树脂再生水平宜为 200kg（100％NaOH）/m^3 树脂；碱再生液温度宜为 35～40℃。

混床运行评估　混床氢型运行，混床内的阳树脂的工作交换容量应达到 1750～2000mol/m^3R 之间；清洁混床在树脂层高为 1m 的情况下，进、出口水的压差应为 7～20kPa；混合床的出水水质应满足标准 GB/T 12145—2008 的要求。若混合床的运行压差过大，应考虑对碎树脂进行分离；若发现树脂工作交换容量下降较大，应分析化验树脂是否遭到了油污染、有机物污染和铁污染等，查找造成污染的原因，并采取相应的措施。对被污染的树脂，可以采用适当的方法进行复苏处理，恢复树脂的工作交换容量。

参考书目

韩隶传，汪德良．热力发电厂凝结水处理．北京：中国电力出版社，2010.

hunhe qiti

混合气体

(gas mixture)　由若干种气体所组成的气体混合物。空气、烟气以及工程上常用的工质如燃气等，都是常见的混合气体。研究混合气体与组成它的气体在成分、压力、体积、平均摩尔质量、密度、比热容等重要物理、化学量上的关系，具有重要的实用意义。

混合气体成分　混合气体的性质取决于组成气体的种类及其成分。

（1）质量成分。混合气体中第 i 种组元气体的质量 m_i 与混合气体总质量 m 之比，即 $x_i = m_i/m$，$\sum_i x_i = 1$。

（2）摩尔成分。混合气体中第 i 种组元气体的摩尔数 n_i 与混合气体总摩尔数 n 之比，即 $y_i = n_i/n$，$\sum_i y_i = 1$。

（3）体积成分。混合气体中第 i 种组元气体的分体积 V_i 与混合气体的总体积 V 之比，即 $Z_i = V_i/V$，$\sum_i Z_i = 1$。

分压定律　即道尔顿（Dalton）定律：理想气体混合物的压力等于其各组元气体的分压力之和，即 $p = p_1 + p_2 + p_3 + \cdots = \sum_i p_i$。所谓分压力，是指各组元气体假定在混合气体的温度下单独占据混合气体整个体积时所具有的压力。分压力状态是组元气体的真实存在状态。

分体积定律　即阿美加（Amagat）定律：理想气体混合物的总体积等于其所有组成气体分体积之总和，即 $V = V_1 + V_2 + V_3 + \cdots = \sum_i V_i$。所谓分体积，是指每一种组成气体假定在混合气体的温度和总压力下所占有的体积。

平均摩尔质量　混合气体的平均摩尔质量等于各组元气体的摩尔质量与摩尔成分的加权和，即 $M = y_1M_1 + y_2M_2 + \cdots = \sum_i y_iM_i$。

混合气体气体常数　等于各组成气体的质量成分与其气体常数乘积之总和，即 $R = x_1R_1 + x_2R_2 + \cdots = \sum_i x_iR_i$。

混合气体的密度　等于各组元气体在混合气体的温度和总压力下密度与其体积成分乘积之总和，即 $\rho = Z_1\rho_1 + Z_2\rho_2 + \cdots = \sum_i Z_i\rho_i$。

理想混合气体的比参数　理想混合气体的比参数（除比体积外）等于各组元气体在分压力状态下相应比参数与成分的加权和。若以质量为单位，则按质量成分 x_i 的加权为

$$u = \sum_i x_iu_i(T, p_i) = \sum_i x_iu_i(T)$$

$$h = \sum_i x_ih_i(T, p_i) = \sum_i x_ih_i(T)$$

$$c_p = \sum_i x_ic_{pi}(T, p_i) = \sum_i x_ic_{pi}(T)$$

$$c_V = \sum_i x_ic_{Vi}(T, p_i) = \sum_i x_ic_{Vi}(T)$$

$$s = \sum_i x_is_i(T, p_i)$$

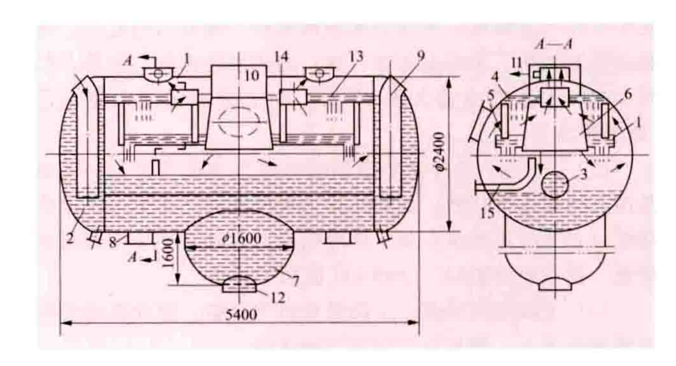
$$e_x = \sum_i x_ie_{xi}(T, p_i)$$

hunheshi jiareqi

混合式加热器

（mixing heater）　加热介质和被加热介质直接混合的加热设备。它能充分利用加热蒸汽的热量，可把水加热到该蒸汽压力下的饱和温度，为无端差加热器，有利于提高循环效率。

加热器本体通常为圆筒形，水通过无压或有压配水方式，被分散成水滴下落，并被逆流蒸汽加热后汇集于下部。无压配水方式采用沿高度多层布置的淋水槽；有压配水方式采用有孔联箱或雾化喷嘴。在布置方式上混合式加热器既有卧式也有立式，下图所示为卧式混合式加热器的一般形式。



混合式加热器（单位：mm）

1—壳体；2—水封；3—平衡管；4、5—配水槽；6—进汽室；7—集水筒；8—支座；9—进水管；10—进汽管；11—排汽管；12—出汽管；13—隔板；14—支架；15—溢水至凝汽器接管

不同工作压力的混合式加热器之间的连接方式有水泵连接和重力连接。水泵连接使系统复杂，且水泵工作条件差。重力连接靠连通管中水柱高度来平衡加热器间的压差，受厂房高度限制，运行中还可能产生压力自激震荡。混合式加热器满水时间短，对防止满水和汽轮机进水的保护要求较表面式加热器更严格。

混合式加热器结构简单，加热效果好，在对水进行加热的同时，能进行相当深度的除氧，还能方便地汇集各种汽、水。主要用作汽轮机回热系统中汽侧压力不高或处于真空状态的低压加热器。除氧器也是一种混合式加热器。

英国和苏联是采用混合式加热器较多的国家，20 世纪 70 年代英国在 500、600、660MW 机组上应用重力连接的混合式加热器，苏联在 300、500、800、1000MW 机组上采用真空条件下的混合式加热器。苏联自 80 年代初开始为简化系统、降低造价、提高效率，又进行了无除氧器系统的研究，已在 250～800MW 机组上得到应用。混合式加热器是无除氧器系统中不可缺少的设备，一般在压力最低的第一级或第二级上采用。

hunning

混凝

（coagulation）　用添加化学药剂的方法将水中悬浮物聚集成大的絮状物，以加速沉降分离的过程。添加药剂使胶体颗粒失去稳定性（脱稳），在布朗运动的作用下相互凝聚成细小的初始凝聚物的反应过程称为凝聚（coalescence）。细小的初始凝聚物在速度梯度的作用下或在絮凝剂的吸附架桥作用下，相互黏合成较大的絮状物的过程称为絮凝（flocculation）。混凝作用由凝聚和絮凝两个过程组成。混凝是地表水处理中常用的方法。它主要用于除去水中的悬浮物、胶体和部分有机物。

常用的无机混凝剂有：聚合铝（碱式氯化铝）、硫酸铝、明矾、硫酸亚铁、氯化铁、硫酸铁、聚合铁等；高分子絮凝剂有：①阴离子型的聚丙烯酸钠、聚丙烯酰胺部分水解物、磺化聚苯乙烯等；②阳离子型的季胺盐类等；③非离子型的聚丙烯酰胺、聚氧化乙烯等。混凝剂和絮凝剂均应通过试验选用。

混凝过程受许多因素影响：

（1）水温。对混凝影响较大，在低温（低于 7℃）时，

化学反应速度降低，形成的絮凝物颗粒小而且结构松散。为提高混凝效果，可对澄清器（池）的进水先加热，但是，如果加热时水温的波动大于2℃/h，将会造成泥渣大量上浮（简称翻池）。

（2）pH值。每种混凝剂都有其最佳混凝效果的pH值范围。当使用氯化铁、硫酸铝作为混凝剂时，水的pH值将降低，必要时可添加石灰、碳酸钠或苛性钠，将pH调至最佳值。使用聚合铝时，水的pH值影响较小。

（3）混凝剂的质量。不同质量的聚合铝、聚合铁的混凝效果相差很大，使用前应通过试验选择。

（4）搅拌强度。对混凝过程影响较大，当搅拌强度过大时，由于搅拌产生的剪切力太大，使脱稳的微粒间聚集受阻，影响形成较大的颗粒；搅拌强度过低时，又不能保证混凝剂与水的快速混合，微粒间相互碰撞机率减少，影响凝聚过程的进行。应通过试验选取最佳值。

（5）有机物。有些有机物或微生物在混凝过程中难以除去，需要先经过氧化处理。

（6）其他影响因素。如混凝剂和絮凝剂的加入量，悬浮物、有机物的种类和溶解盐类等。

混凝处理在沉淀池、澄清器（池）中进行。常用的设备有机械搅拌澄清池、水力循环澄清池和平流沉淀池等。设备的结构和水力特性对混凝效果有较大影响，加装斜管可以改善出水水质，并提高澄清池的出力。应根据现场的实际情况，通过调整试验，制定澄清器（池）在各种条件（水质、负荷、药剂、剂量、水温等）下的最佳运行方式。对澄清池的运行条件必须进行严格控制，并加装必要的在线监控仪表（如进水流量表、温差测定仪、自动排泥装置、加药量测定装置等）。

对低温低浊水的混凝处理，由于形成的絮凝物颗粒细、密度小，应适当地降低澄清池的负荷。在可能的条件下，应对原水加热以提高温度。同时，可以添加低浊添加剂（即活性泥渣），以改善澄清池内的泥渣特性。

参考书目

周柏青，张志和．热力发电厂水处理．4版．北京：中国电力出版社，2009.

hunningtu shigong

混凝土施工　(concrete work)　按照设计要求，用符合质量要求的原材料按规定的配比进行拌制、运输、浇筑、养护等，同时对各个环节进行全过程质量控制和检验的过程。混凝土是保证构件强度、刚度和耐久性的主要材料，它与钢筋或型钢组合共同承担各种荷载。大中型电厂的混凝土工程量多为10万～20万m^3以上，一般采用集中搅拌、机械化施工，并建立混凝土试验室。要取得符合要求的混凝土质量，必须从原材料选择开始，对配合比设计、拌制、运输、浇筑、养护、裂缝控制等各个环节进行全过程的质量控制和检验，并根据客观情况随时进行调整配合比和操作工艺。混凝土的组成材料除水、水泥、砂、石外，还普遍掺加各种掺合料和外加剂。掺合料主要有粉煤灰、微矿粉、硅灰等，可以改善混凝土的和易性、泵送性，并节约水泥。外加剂主要有四类：改善混凝土拌合物流变性能的外加剂，包括各种减水剂和泵送剂；调节混凝土凝结时间、硬化性能的外加剂，包括缓凝剂、促凝剂和速凝剂等；改善混凝土耐久性的外加剂，包括引气剂、防水剂、阻锈剂和矿物外加剂等；改善混凝土其他性能的外加剂，包括膨胀剂、防冻剂、着色剂、水中不分离剂等。常用的外加剂是减水剂。大中型电厂的主厂房框架等普遍采用C40及以上混凝土，并逐步向C60等级的高性能混凝土发展。根据设计要求可以配制特种混凝土，如耐酸、耐碱、防水、抗冻、耐热、轻质混凝土等。

混凝土施工主要包括原材料检验、配合比设计，以及混凝土的拌制、运输、浇筑和养护。

原材料检验　原材料按进场的批次，根据相应标准和产品的抽样检验方法进行检验，合格后才能使用。对有特殊要求的混凝土，还需对骨料碱活性、氯化物及碱含量、水的pH值、水泥的铝酸三钙含量等做进一步检验。

配合比设计　根据设计要求对混凝土的强度、耐久性和工作性等进行配合比设计。设计时要选择水泥的品种和等级，考虑骨料种类、级配以及掺合料的品种和数量等进行计算，选定比例进行试配，并对外加剂的适应性和相容性进行试验。同时还要考虑结构类型与断面尺寸、钢筋的疏密、混凝土运输距离与方式、浇注工艺和振捣方法等条件，选择适宜的和易性。和易性是表示混凝土的塑性、流动性、离析等与施工难易程度有关的指标。对泵送混凝土还应考虑可泵性。经过试配、试拌，组成试样，经过养护后进行强度检验和其他要求指标的检验，多次试配后得出最合适的配合比。在使用时，进一步检查是否符合实际需要，或进行适当的微调。

混凝土拌制　按配合比确定的质量，将各种原材料放入搅拌机械内加水均匀拌合。混凝土拌制前，应测定砂、石含水率，并根据测试结果调整材料用量，提出施工配合比。常用的搅拌机有滚筒式、强制式、滚轴式三种。搅拌楼（站）附有砂、石堆场和水泥库，并设有多种运输机械将材料分别转运到集料斗。

混凝土运输　混凝土在运输中要求不分层、不离析、不漏浆。使用搅拌运输车时，其盛料桶在运输中低速旋转，保持混凝土的流动性。运输的在途时间受混凝土初凝时间制约，要根据实验室确定的混凝土初凝时间来选定。在运输前后都需检验质量。简易的检验方法可用目测及坍落度试验。

混凝土浇筑　混凝土量少的工程可用人力浇筑，量大的工程一般使用混凝土泵浇筑。常用固定泵配布料管和泵车两类。将搅拌运输车来的混凝土，经泵加压后，通过管道送入模板内。泵送管的直径有100、125、150mm三种，理论泵送最大距离可达1500m，最大高度达350m。泵送的混凝土要求骨料小于管径的1/3，坍落度适当放大。采用泵送混凝土时，混凝土的供应必须保证混凝土泵能连续工作；输送管宜直，转弯宜缓，接头应严密。混凝土入模后，要及时使用振动器进行振捣。

混凝土养护　为保证混凝土正常进行水化作用，防止产生收缩裂缝，在规定龄期内达到设计强度和其他技术指标，必须在标准规定期限内认真进行养护。养护是使混凝土在足够时间内保持适宜的温度和湿度。现场施工的基础和构件，一般是在自然条件下养护，也可通蒸汽养护。高大建（构）筑物一般采用养护剂涂刷养护。在自然条件下进行养护时，

夏季要覆盖浇水，防止阳光曝晒；冬季要覆盖防冻，以保持一定的温度。严寒地区混凝土可采用蒸汽、暖棚、电热等方法进行养护，大体积混凝土要根据混凝土的水化热和当时的气温进行温差和收缩应力计算，然后采取保温缓降、浇水等养护措施。

hunyou

混油 （oil mixing） 向运行中的油补加不同批次、不同牌号、不同品质或不同厂家油品的处理。

发、供电设备运行中因油量不足而需要补油时，特别是向已严重老化至接近运行标准下限的油中补加油时，就可能导致在混合油中迅速析出油泥而影响油的使用特性，甚至发生设备事故。因此，一般不允许将油任意混合使用。若必须将不同质量、不同牌号或不同老化程度的油混合使用时，应遵循下面三个原则：①要混合使用的油，各自的油质均必须合格。进行混油试验时油样的混合比应与拟实际混用的比例相同，如果实际混用比例未知时，则采用1∶1比值混合进行试验。②不同牌号的新油混合前，变压器油应按拟混合比实测混合油样的凝点；汽轮机油按拟混合比实测混合油样的黏度，从而决定是否可以混合使用；运行油混加不同牌号的油前，除应测定混合油样的凝点或黏度外，还应经油泥析出试验合格。③如果设备用油或补加油的牌号不明，除应遵守上条要求外，还应先对混合前后的油样进行同条件下的老化试验。混合油的质量应不低于设备原用油的质量。若相混的油都是新油，其混合后油的质量应不低于其中较差的一种油。

huodianchang daqi wuranwu paifang biaozhun

火电厂大气污染物排放标准 （emission standard of air pollutants for fossil-fired power plant） 为实现大气环境质量标准及污染物减排目标，对火电厂生产过程中排入环境的大气污染物浓度限值、监测和监控要求所做的规定。标准规定的主要大气污染物包括烟尘、二氧化硫、氮氧化物、汞及其化合物等四种。火电厂大气污染物排放标准对于规范火电厂烟气污染源监管、促进生产工艺和污染治理技术进步、污染物减排、优化产业结构、落实环境保护责任、保障人体健康和生态环境安全、改善环境质量都具有十分重要的作用。

产生和发展　大气污染物排放标准是随着工业的发展，在一些管理条例、法令中出现并演变而来的。工业革命后工业快速发展，环境受到污染。1863年，英国制定了世界上第一个附有大气污染物排放标准的法律《碱业法》，对工厂排放的硫酸雾、二氧化硫及氯化氢等污染物的排放量做了限制性的规定。20世纪以来，特别是50年代前后，由于工业高速发展，环境日趋恶化，发生了一些震惊世界的污染公害事件，如1948年10月美国多诺拉事件，1952年12月英国伦敦烟雾事件等。许多工业发达国家先后采取立法手段控制污染，使大气污染物排放标准与相关污染控制法律相结合而得到发展。

由于每个国家的具体情况不同，各国制定排放标准的方法也不相同。一些国家强制采用高效率的控制技术来达到规定的排放限值。美国的《新污染源排放标准》对二氧化硫、氮氧化物及颗粒物设定了限值，对新建电厂项目，在审批空气许可时要求各新电厂必须在开工前证明其符合最佳可行控制技术（BACT）的要求。新建电厂的空气许可是公开信息的，如果筹建的电厂位于环境空气污染物密度较高的地区，则该新建电厂需要进一步使排放量低于BACT的要求。同样，如果筹建的电厂位于环境敏感区域，例如国家公园附近，除了符合BACT的要求，该新建电厂还需证明其不会对该区域造成负面影响或产生任何可视烟雾。

中国的火电厂大气污染物排放标准是按照国家环保目标和火电厂可行的清洁生产、污染治理技术来制定的。中国于1973年制定的《工业“三废”排放试行标准》中，首次规定了大气污染物的允许排放量或浓度。在该标准实践的基础上，结合电力工业为热烟流高架连续点源的特点，水利电力部于1987年制定了《火力发电厂大气污染物排放标准》。1991年，国家环境保护局对该标准进行了修订，发布了国家标准GB 13223—1991《燃煤电厂大气污染物排放标准》，并分别于1996、2003年和2010年进行了三次修订。GB 13223—2011《火电厂大气污染物排放标准》自2012年1月1日起实施。该标准由中华人民共和国环境保护部批准，由环境保护部和国家技术质量监督检验检疫总局联合发布。

主要内容　标准规定了火电厂大气污染物排放浓度限值、监测和监控要求，以及标准的实施与监督等相关规定。适用于现有火电厂的大气污染物排放管理以及火电厂建设项目的环境影响评价、环境保护工程设计、竣工环境保护验收及其投产后的大气污染物排放管理。标准适用于使用单台出力65t/h以上除层燃炉、抛煤机炉外的燃煤发电锅炉；各种容量的煤粉发电锅炉；单台出力65t/h以上燃油、燃气发电锅炉；各种容量的燃气轮机组火电厂；单台出力65t/h以上采用煤矸石、生物质、油页岩、石油焦等燃料的发电锅炉。整体煤气化联合循环发电的燃气轮机组执行标准中燃用天然气的燃气轮机组排放限值。

标准提高了新建机组和现有机组的烟尘、二氧化硫、氮氧化物等大气污染物的排放浓度限值；规定了现有火电厂锅炉达到更加严格的排放浓度限值的时限；合并了不同时期建设的现有机组的排放控制要求；取消了全厂二氧化硫最高允许排放速率的规定；增设了汞及其化合物的排放限值和燃气锅炉大气污染物排放限值；增设了适用于重点地区的大气污染物特别排放限值；区别了中国西南地区高硫煤和W形火焰炉膛锅炉等特殊情况；明确了地方政府、负责监管的环境保护主管部门和火力发电企业的责任。

中国除发布了国家火电厂大气污染物排放标准外，还有北京市、上海市、天津市、重庆市、广东省、山东省等地方性的火电厂大气污染物排放标准。中国台湾地区、中国香港特别行政区也有针对燃煤电厂的大气污染物排放标准。

世界银行《污染防治及削减手册》、欧盟委员会《大型燃烧装置大气污染物排放限值指令》、美国《新源排放标准》、中国《火电厂大气污染物排放标准》等国家、地区和国际组织，以及北京市规定的新建电厂二氧化硫、氮氧化物、烟尘、汞及其化合物的排放限值见下表。中国标准中二氧化硫、氮氧化物和烟尘的排放限值均达到或超过发达国家和地区的要求。

部分国家、国际组织、地区新建火电厂大气污染物排放标准（燃煤锅炉，mg/m³）

污染物	欧盟	美国	日本	澳大利亚	中国		北京市
二氧化硫 (SO_2)	200	184	200	200	50	执行大气污染物特别排放限值地区	20
					100	一般地区	
					200	广西、四川、重庆、贵州	
氮氧化物 (NO_x)	200	135	200	460	100	一般地区	100
					200	W 形火焰炉膛锅炉	
烟尘 (PM 10)	30	20	50～100	100	20	执行大气污染物特别排放限值地区	10
					30	一般地区	
汞及其化合物	0.03（德国）	0.02（烟煤），0.18（褐煤）			0.03	2015 年 1 月 1 日起，全部	

hodianchang dianqi zhujiexian

火电厂电气主接线 (electrical single line scheme of fossil-fired power plant)　火力发电厂中把发电机、变压器、电抗器、断路器和隔离开关等电气设备通过母线、导线及电缆等相互连接，确定中性点接地方式和避雷器、互感器的配置，构成发电厂汇集和分配电能的电气系统。包含发电机引出线、发电机电压配电装置接线及高压配电装置接线，是发电厂电气设计的首要部分，也是构成电力系统接线的重要环节。

设计原则　根据该电厂在系统中的地位和作用、规划容量、当期建设规模、输送电压等级、进出线回路数、负荷的重要性、电气设备性能和周围环境等条件确定，并满足可靠性、灵活性和经济性三项基本要求。

（1）可靠性：①断路器故障时对电力系统供电的可靠性和稳定性影响最小；②设备或母线检修或故障时，停运的回路数少，并能保证对重要用户的供电；③全厂停电的概率最小。

（2）灵活性：可以灵活调度，投入或切除某些发电机、变压器或线路；断路器和母线的检修方便；能够方便地从初期接线过渡到最终接线。

（3）经济性：投资省、占地面积小、电能损失少。

接线类型　火力发电厂主接线常用的有单母线、双母线、一个半断路器、三分之四断路器接线、发电机—变压器—线路接线等，见图 1。

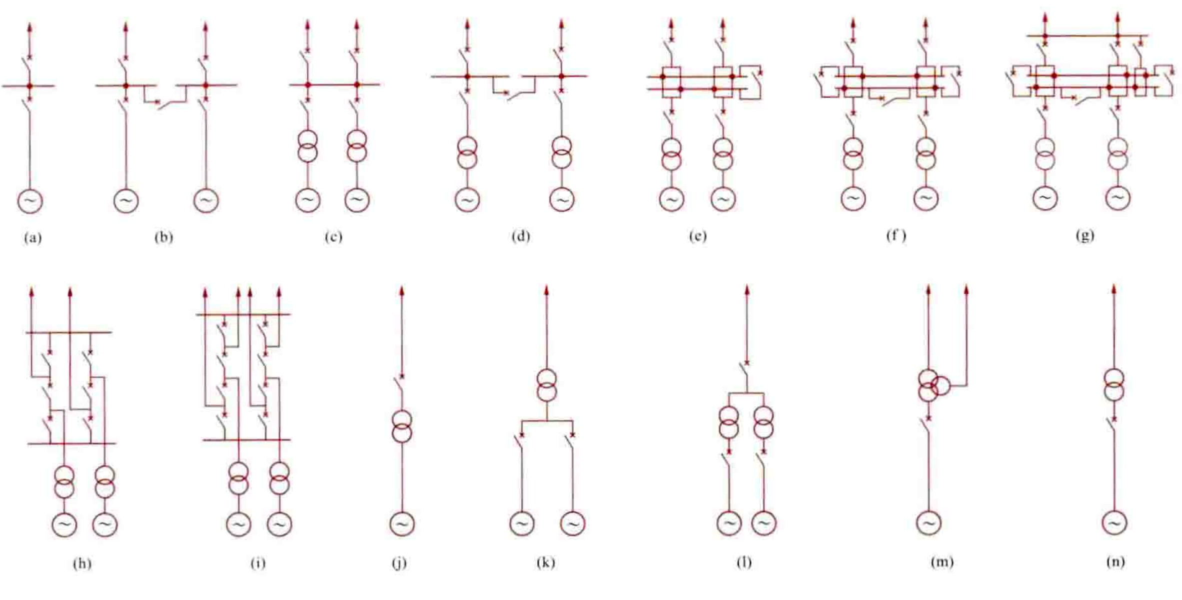


图 1　火力发电厂的电气主接线类型

(a) 发电机直接至母线；(b) 发电机直接至分段单母线；(c) 发电机-变压器组接高压母线；(d) 发电机-变压器组接高压分段母线；(e) 发电机-变压器组接高压双母线；(f) 发电机-变压器组接高压分段双母线；(g) 发电机-变压器组接高压分段带旁路双母线；(h) 发电机-变压器组接二分之三断路器接线；(i) 发电机-变压器组接三分之四断路器接线；(j) 发电机-变压器线路接线；(k) 扩大单元发电机接双绕组变压器；(l) 联合单元接线；(m) 发电机接三绕组变压器；(n) 大容量发电机带出口断路器

（1）单母线接线。一般 50MW 以下机组可直接接在6～10kV 母线上，如图 1（a）所示。50MW 以上机组变压器接入高压母线，如图 1（c）所示。当进、出线回路数较多时，为了提高单母线接线的灵活性和缩小元件故障的影响范围，用断路器将母线分段的一种接线。一般在发电机电压配电装置（见发电机电压配电装置）中使每段母线上所连接的发电容量为 12MW 左右，每段母线上出线不多于 5 回。当 35～220kV 升压站的出线多于 4 回时，也采用分段接线。如图 1（b）和图 1（d）所示。

（2）双母线接线。当进、出线回路数或母线上电源较多，用户对供电可靠性要求比较高，或系统要求调度的灵活性也较高时采用，如图 1（e）所示。该接线方式在 220kV 采用较多，330V 或 500kV 出线为 2 回且要求升压站设母线时也可采用此接线方式。当进出线回路数较多，而该升压站在电力系统中又占重要地位时，可采用双母线分段接线，如图 1（f）所示，使每段母线上进、出线回路数控制在 5～6 回以下。

为了保证任一进出线断路器检修时不中断对用户的供电，而增设旁路母线，如图 1（g）所示。但随着断路器质

量的提高及电网接线的可靠，一般不再设置旁路母线。

(3) 二分之三断路器接线。把一回路进线和一回路出线通过3台断路器接到两组母线上，如图1 (h) 所示，具有高度的可靠性和运行的灵活性，但继电保护和二次线相对较复杂。常应用于330～1000kV系统。

(4) 三分之四断路器接线。由于500kV及以上电压的开关设备造价高，为减少设备投资，把三回路的进、出线通过4台断路器接到2组母线上，如图1 (i) 所示。

(5) 发电机-变压器-线路单元接线。当外部系统接线条件允许时，在厂内不设高压配电装置，以减少发电厂的用地和投资。接线方式有：①发电机经变压器升压后，直接通过送电线路接到附近变电所，如图1 (j) 所示。②如机组容量较小，与电力系统不相配合，当技术经济合理时，可采用将2台发电机经1台变压器的扩大单元接线，如图1 (k) 所示。③也可采用将2组发电机-变压器组通过1台断路器接至高压母线的联合单元接线，如图1 (l) 所示。对于125MW及以下发电机与三绕组变压器或自耦变压器为单元连接的情况，宜在发电机出口装设断路器，如图1 (m) 所示。

如果在两单元接线间加断路器连接桥，则形成桥形接线。连接桥可接在两条线路断路器的内侧或外侧，若在内外侧同时加连接桥，则构成多角形接线。

中性点接地方式　按主变压器、发电机分别确定中性点接地方式。

(1) 主变压器中性点接地方式。由电力系统的中性点接地方式决定。①500kV及以上的主变压器高压侧采用中性点直接接地，可降低设备绝缘水平。②330kV及以下的主变压器高压侧中性点，通常采用经隔离开关接地方式。③6～63kV主变压器高压侧采用中性点不接地方式，以提高供电连续性，但当单相接地故障电流大于允许值时，中性点可经消弧线圈接地。

(2) 发电机中性点接地方式。根据机组容量或接地电流大小可分为：①125MW及以下发电机组，当单相接地电流不大于允许值时（电压为6、10、15、20kV，电容电流允许值分别为4、3、2、1A)，采用中性点不接地方式。②对于单相接地电流大于允许值的中、小机组或200MW及以上大型机组，要求能带单相接地故障运行时，采用中性点经消弧线圈接地方式。③200MW及以上大型机组可采用高电阻接地，一般经配电变压器接入中性点，电阻接在二次侧，用以限制过电压，电阻值的选择应保证接地保护不带时限立即跳闸停机。

避雷器配置　①在大型火电厂中，常装设330～1000kV和15～35kV并联电抗器，以吸收过大的充电功率，降低工频过电压。②按限制操作过电压的需要，在330～1000kV线路侧装设避雷器，或采用有并联电阻的断路器作为补充。③高压配电装置的每组母线应装设避雷器，如果进出线都已装设避雷器则可不再装设。④变压器、并联电抗器都应受到避雷器的保护。⑤与变压器连接成单元接线的发电机，其出线宜装设1组避雷器，当有发电机电压架空直配线时，应在发电机出线端和中性点装设避雷器和电容器。

互感器配置　①电压互感器和电流互感器的数量和配置应满足按照测量、保护、同步和自动装置的要求。②电压互感器的配置应保证在运行方式改变时，保护装置不失压，同期点两侧均能取电压。通常配置为在发电机出口，配电装置主母线、进线及出线上均装设，旁路母线按各回出线外侧电压互感器装设情况确定。③电流互感器的配置通常为在有断路器的回路均装设，发电机和变压器的中性点、发电机和变压器的出口、桥形接线的跨条上等未设断路器的地点装设。

大型火电厂电气主接线示例　大型火电厂一般总容量在1000MW及以上，安装单机容量为300MW及以上的大型发电机组。由于电厂容量大，需用较高电压输送电能，其接线特点是发电机和升压变压器采用单元接线方式，直接接入高压配电装置，或经送电线路直接接到附近的枢纽变电站，即发电机-变压器-线路单元接线。300MW及以上发电机引出线采用分相封闭母线。容量为300MW的发电机与双绕组变压器为单元接线时，在发电机与变压器之间不设断路器。当技术经济比较合理时，600MW及以上机组的发电机出口可装设断路器或负荷开关，如图1 (n) 所示。当升压站具有两种电压等级的配电装置并需要相互联系时，可设置联络变压器连接。接入220kV配电装置的单机容量一般不超过300MW，容量为600MW及以上时，宜接入330kV及以上电压的配电装置。当330～1000kV高压配电装置连接大型发电机组时，在系统中地位重要，要求主接线有更高的可靠性。常用的接线为一个半断路器接线，双母线分段接线或采用三分之四断路器接线。图2所示为4×300MW＋2×600MW大型火电厂

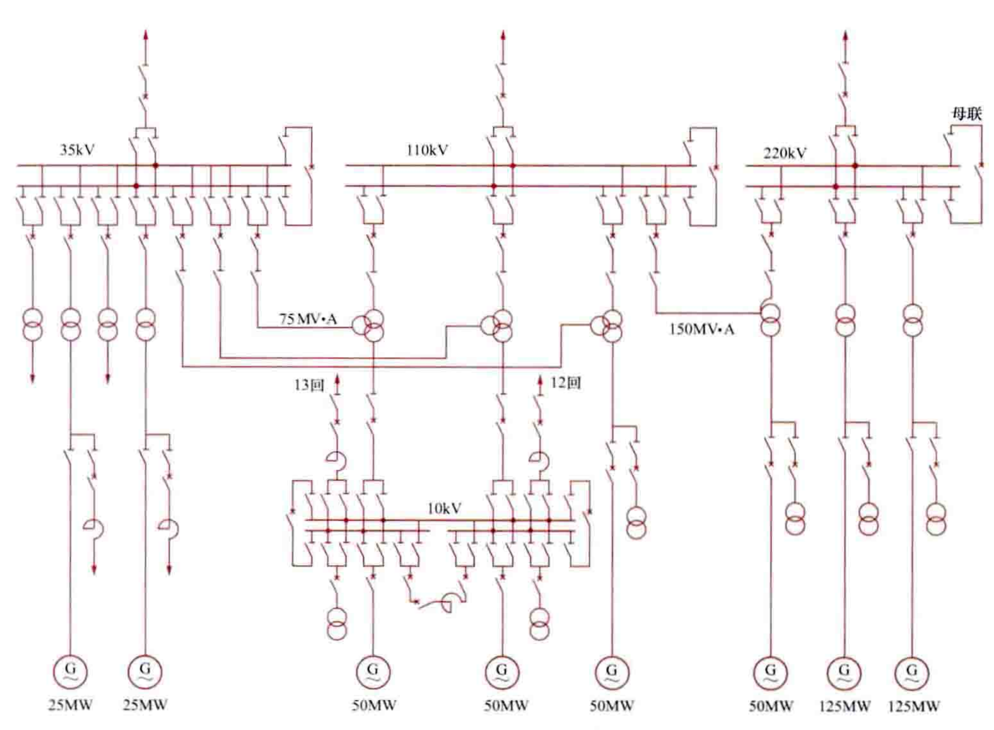


图2　大型火电厂电气主接线

的电气主接线。

两回变压器—线路单元接线相连，可接成桥形或角形接线，为提高供电可靠性和灵活性，在桥形接线的跨条中再增设一个断路器，形成四角环形接线。每个回路有两台断路器供电，任一台断路器检修时，可不中断供电，断路器故障时，可开环运行。该方式结合配电装置布置可过渡为双母线或一个半断路器接线，可作为大型发电厂初期接线方式。

中、小型火电厂电气主接线示例　中、小型火电厂中50MW及以下机组一般采用发电机直接接入6～10kV发电机电压配电装置，供工业企业和附近地区用电，或用单元接线接至35～220kV配电装置。其采用的接线方式取决于电压等级及出线回路数。当出线回路较少时采用单母线接线，当只有两回出线两回进线时，多采用桥形或角形接线。当出线回路数较多时，需采用单母线分段接线。当出线回路数更多，且该配电装置在电力系统中比较重要时，负荷比较大则采用双母线接线。有条件时，220kV配电装置也可采用一个半断路器的接线。图3所示为中型火电厂的电气主接线。当接在6～10kV发电机电压母线上与系统连接时，主变压器一般不少于2台。对于发电机电压配电装置可采用单母线分段接线、双母线或双母线分段接线。

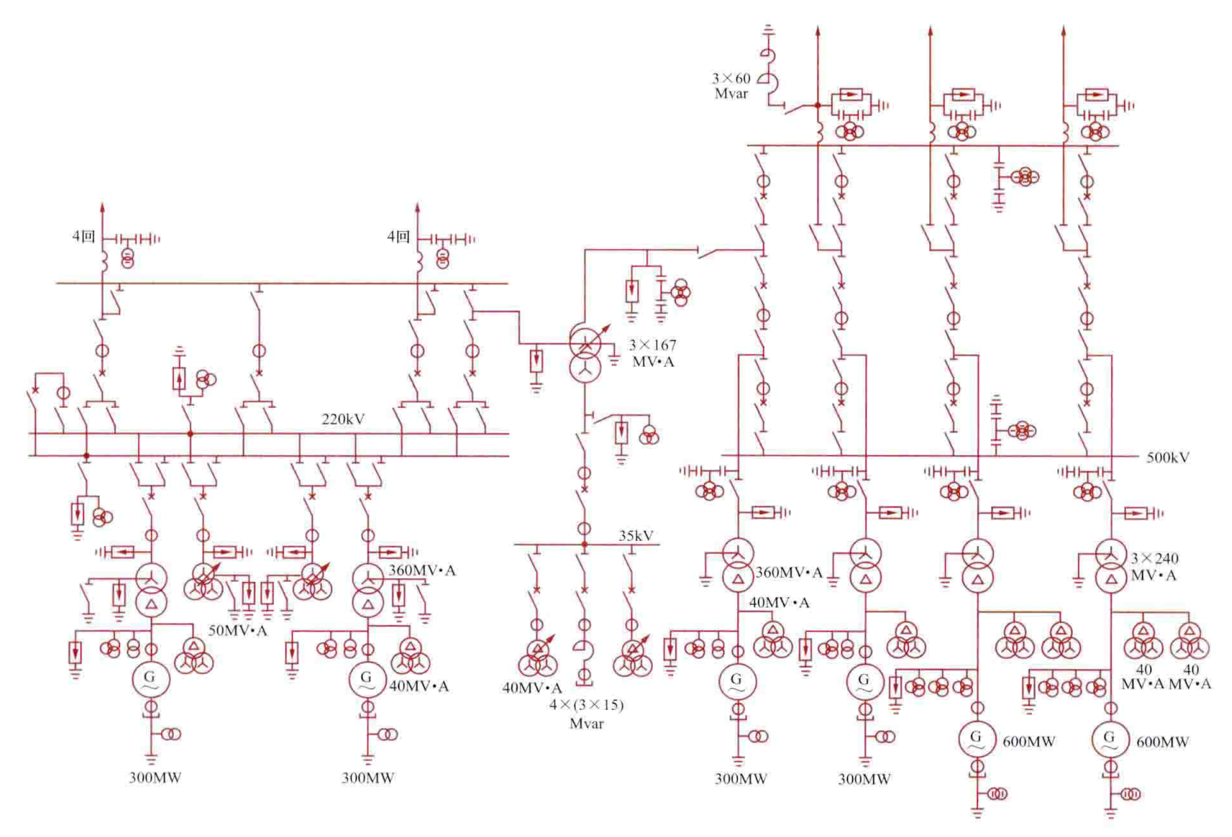


图3　中型火电厂电气主接线

发电机电压母线短路电流宜限制在31.5kA以内，限流电抗器连接的方式有：①装设母线分段电抗器。②在12MW发电机或主变压器回路上装设分裂电抗器。③在直配线上装设电抗器。

见《输电与变电卷》电气主接线。

参考书目

西北电力设计院．电力工程电气设计手册（电气一次部分）．北京：中国电力出版社，2012.

huodianchang guanli xinxi xitong

火电厂管理信息系统

（management information system for fossil-fired power plant，MIS）　由人和计算机网络集成，能提供火电厂管理所需信息以支持火电厂生产经营和决策的人机系统，简称管理信息系统。管理信息系统一般由决策支持层、控制管理层和事务处理层构成，以数据、图标及报表的方式供管理者查询及决策，以达到对企业生产经营的优化管理和最佳控制。信息系统的使用需要符合发电公司的管理、信息规划相结合的要求，并充分考虑火电厂的特点确定系统功能、范围（信息点）、配置标准、集成（软件、硬件或系统）方案。

管理信息系统的信息包括实时信息和非实时信息（通过终端人工输入），与实时（控制）系统的信息流是单向的。

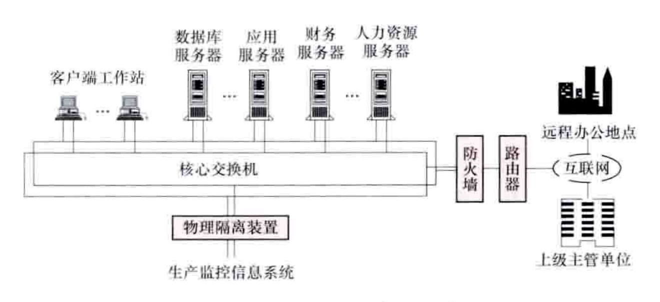
系统组成　管理信息系统通常由系统服务器、客户端工作站、网络设备、存储设备、电源装置、系统软件、数据库和应用软件等组成。

根据应用软件及数据库访问的需要，兼顾负载均衡及系统安全性和可靠性要求，管理信息系统通常会配置不同应用的服务器，如系统服务器、存储服务器、应用服务器、财务服务器、人力资源服务器等。在20世纪，系统服务器一般采用小型机；进入21世纪后，系统服务器逐渐开始采用微机服务器。

网络设备包括核心交换机、区域交换机、路由器、防火墙和物理隔离装置等。核心交换机、区域交换机、路由器、防火墙采用商用/通用设备，物理隔离装置采用专用

设备。

典型的火电厂管理信息系统组成见图。



火电厂管理信息系统组成

系统功能 按照火力发电厂的建设生产周期，通常将管理信息系统功能模块分为基建期和生产期两部分。对于基建期和生产期可以共用的功能模块，直接过渡或进行功能扩充后过渡到生产期使用，同时基建期间相关数据可转入生产期使用。为兼顾使用进度，也有将基建期和生产期分成两个系统（即基建期管理信息系统和生产期管理信息系统）分别设计和建设。独立的基建期管理信息系统在进入21世纪后开始增多。

基建期管理信息系统的主要功能 主要包括计划管理，进度管理，物资管理，财务管理，质量管理，安全管理，工程技术、图纸及文档管理，办公事务管理，与相关子系统的接口管理，企业门户及综合查询管理等。

(1) 计划管理。对发电厂建设相关的概算、合同、计划、统计等进行流程管理，并提供综合分析查询。

(2) 进度管理。包括建立工程网络计划的分级管理体系，建立施工图交付及设备交付与工程进度计划的逻辑关系，加载资源相关费用，建立与网络进度的逻辑关系，定期报告开竣工日期，完工进度、工程量和工程相关费用等信息。报告工程项目提前完成、按时或拖期的信息。对计划执行情况做出评估。将计划和执行情况发布到网上供查询。

(3) 物资管理。包括各类设备的管理宜对设备相关的基础数据、合同、设备库、设备跟踪、综合分析查询等进行管理；材料管理宜包括对材料零用申请计划进行管理，对材料采购、材料订单、到货登记、到货检验的材料合同进行管理，对材料入出库、材料调拨、库存设置、库存盘点等的材料库进行流程管理，并实现材料综合统计查询功能。

(4) 财务管理。包括实时监控各项基建工程的预算与实际执行情况，实现资金计划编制、资金计划上报、下达资金计划、资金调度管理。实现日常业务管理和竣工核算，包括代码维护、财务处理，以及对付款、资金、投资完成、竣工决算等方面的管理。

(5) 质量管理。包括对质量基本信息、质量文件、质量业务、质量记录等进行管理。宜包括检验项目规划、系统提供的抽样方式、检查水平、质量验评管理、质量统计管理、质量问题管理、质量监督管理、质量体系管理、施工质量管理。

(6) 安全管理。包括对单位及人员资质、安全台账、安全事故、安全检查、安全施工惩罚、安全教育等管理。

(7) 工程技术、图纸及文档管理。包括对工程综合信息和工程技术方面的相关信息、文件、档案资料进行管理。对参建单位工程技术文件、计划统计、施工数据上报、设备及材料领用、物资领用、文件流程等进行管理。

(8) 办公事务管理。包括对基础数据、人力资源、固定资产、低值易耗品、劳保用品、行政办公、车务等方面的工作进行管理。

(9) 与相关子系统的接口管理。包括与工程项目进度管理软件的接口，与上级的接口。

(10) 企业门户及综合查询管理。包括现场进度、重要新闻等内部信息的发布与浏览。

生产期管理信息系统的主要功能 模块主要包括生产经营管理、设备管理、燃料管理、物资管理、财务管理、行政管理等。

(1) 生产经营管理。是针对整个火力发电厂的设备和生产运行设计的。主要包括：运行管理，即对运行基础数据（包括实时数据）、运行日志及各类报表、交接班定期工作、生产调度、工作票和操作票管理、指标及考核、运行规程、化学实验等进行管理；安全管理，即对安全及奖惩、事故、安全设施、安全工具、安全教育培训、安全技术措施和反事故措施等进行管理，对各种事故进行调查分析、记录、审核、制表，对拟定安全技术措施、反事故措施进行记录，记录安全规程的教育培训；技术监督管理，即对金属监督、绝缘监督、化学监督、热工监督、电测监督、继电保护监督、节能技术监督、环保监督、电能质量监督等进行管理；项目管理，即对检修、技术改造等项目进行预算、成本追踪和作业的分析与控制管理；环保管理，即对环保指标、环保事件、环保资金、环保规程等进行管理；综合计划统计，对计划编制、计划考核、计划统计归档等进行管理，对电厂各项日报、月报、年报等进行统计、分析；成本管理，即对预算、成本核算、成本分析、成本考核等进行管理。

(2) 设备管理。主要包括：以设备台账为基础，覆盖设备维护、维修工作的全过程，对设备标识、设备（资产）台账、设备缺陷、设备检修、两票、备品备件、设备文档进行管理。

(3) 燃料管理。主要包括：对与燃料相关的基础信息、采购计划、合同、结算、计量、质检、耗存、调度及综合分析等进行管理。

(4) 物资管理。主要包括：对与物资相关的编码、计划、采购、合同、仓库、核算、统计、市场信息等进行管理。

(5) 财务管理。是按上级单位的统一部署，对财务进行管理，包括财务预算、账务处理、工资管理、收付管理、成本管理、固定资产管理、资金管理、税收管理、财务综合管理。

(6) 行政管理。主要包括：人力资源管理，即对人事、工资、社保、教育培训、绩效考核、考勤等进行管理；办公事务管理，即对公文流转系统及应用流程进行管理，包括公文、会议、印章、车辆、签报、电子邮件等的管理；档案管理，即对科技档案、文书档案的台账进行管理等，具有立卷、移交、检索、查询及借阅及归还、销毁管理功能；企业门户及综合查询管理，即包括新闻中心、公共信息、经济指

标、公司通讯录、值班查询、倒班查询、企业论坛、网站维护。

历史和发展趋势 中国的火力发电厂在20世纪90年代已经开始建设管理信息系统，但软件范围和功能与国外火力发电厂差异很大。主要差别是：国内的管理信息系统，主要功能是管理信息的共享，很多火力发电厂只是将纸面信息输入计算机系统；而国外很多火力发电厂则开始实施企业资源计划（ERP），依托优化管理软件，对火电厂进行全方位的经济管理。进入21世纪后，中国的火电厂逐渐开始实施企业资源计划系统或企业资产管理（EAM）系统，以期利用管理信息系统进一步提高企业的管理水平。

企业资源计划（enterprise resource planning，ERP）采用计算机技术的最新成果，将供需链管理（SCM）和企业业务流程重组（BPR）放在重要位置的管理理论。ERP管理的对象包括企业人、财、物、时间等所有的资源和产、供、销等所有的业务。ERP扩展了企业内部各种管理功能的信息集成，而且超出了企业本身的范围，实现了整个供需链上所有相关业务的信息集成。

企业资产管理（enterprise asset management，EAM）对组织内实物资产进行全生存周期内的最优管理，以使其价值最大化。企业资产管理覆盖工厂、设备和设施的设计、建设、调试、运行、维修、退役和更换等各个阶段。通过资产管理，组织能改进资产可利用率和性能，减少投资费用，减少与资产相关的运行成本，延长资产寿命，从而改善资产收益率。

同时，管理信息系统作为信息系统的核心系统，需要统筹规划其他信息系统（如门禁管理系统、视频/安防监控系统等）的应用与连接方案，并实施综合布线。

国内外的应用系统（软件）也存在总体框架的差别，不同的产品或供应商可能将某些应用系统（软件）合并。选择这类产品通常是兼顾特定的管理理念和管理需求，以整个发电公司为单位而进行，而不是以某个电厂孤立地应用。

huodianchang jisuanji fuzhu sheji

火电厂计算机辅助设计

（computer-aided design of fossil-fired plant） 通过向计算机输入设计资料，完成优化设计方案并生成设计成品的过程。计算机辅助设计（CAD）是利用计算机的高速计算能力、大容量存储能力和数据处理能力，以人机交互方式，结合设计者的综合分析进行工程设计的一种专门的技术手段。

采用CAD的目的是提高设计质量，增加设计深度，缩短设计周期，降低设计劳动强度和生产成本，实现真正意义上的优化设计，推动设计技术的进步和发展。在工程设计中CAD正在逐步代替大量的手工设计，CAD技术已成为现代火力发电厂设计中必不可少的工具。

发展概况 CAD随着计算机硬件、软件技术的发展而发展。其起源可追溯到20世纪50年代中期，美国麻省理工学院明确提出了CAD的概念。60年代，CAD技术进入成长阶段，首先应用于集成电路的产品制造设计，很快推广到工程设计。70年代是CAD技术开发应用、进入实用化的阶段，美国、欧洲、日本等已有大型工程设计公司开始装备CAD系统。80年代以来是CAD技术的发展和普及阶段，由于解决了三维几何造型及仿真计算等问题，CAD的应用范围不断扩大，随着小型机与微机的性能日益完善，CAD也被中小企业广泛利用。90年代，CAD技术得到了深入发展和全面普及，CAD系统构造由过去的单一功能发展为综合功能，使产品和工程设计的工作内容和方式发生了根本性变革，CAD技术成为发达国家保持竞争优势、开拓市场的重要手段。进入21世纪，随着计算机性能的提高和互联网的高速发展，CAD技术及应用在深度和广度上都提高到了新的层次。一些数字化设计国际标准相继推出，对CAD技术的推广、软件的集成和数据共享起到促进作用。人工智能和专家系统技术引入CAD，增强了CAD系统的问题求解能力，设计过程更趋智能化。CAD技术的发展方向是开放、数字化、集成化、智能化、标准化和面向全生命周期设计。

中国的火电厂CAD开发应用开始于20世纪70年代中期，使用计算机辅助制图。电力设计部门在70年代末80年代初也开展了CAD优化设计和绘图工作。90年代随着微机的发展，开始利用微机绘图，相继引进、开发出管道支吊架、钢桁架、混凝土框架配筋、电缆敷设、二次线接线等计算机辅助设计软件。随后，又开发了电厂三维设计软件系统，应用于电厂主厂房三维模型的设计和布置，并对全部三维模型进行模型合并及碰撞检查。从90年代末开始，电力设计部门开始建设以网络为支撑、以数据库为中心、达到国际先进水平、适合中国国情的电厂三维设计集成系统。21世纪以来，电力设计部门逐渐形成基于网络和数据库、以系统设计和三维布置设计平台为核心，集过程和内容管理应用于一体的设计集成系统，发挥了设计在信息集成方面的优势，将有效信息延伸应用于电厂全生命周期管理。

CAD系统组成 由CAD硬件系统、CAD软件组成。

（1）CAD硬件系统。由主机（包括服务器、工作站及微机）和外围设备（外存储器、输入输出设备及网络设备）组成。

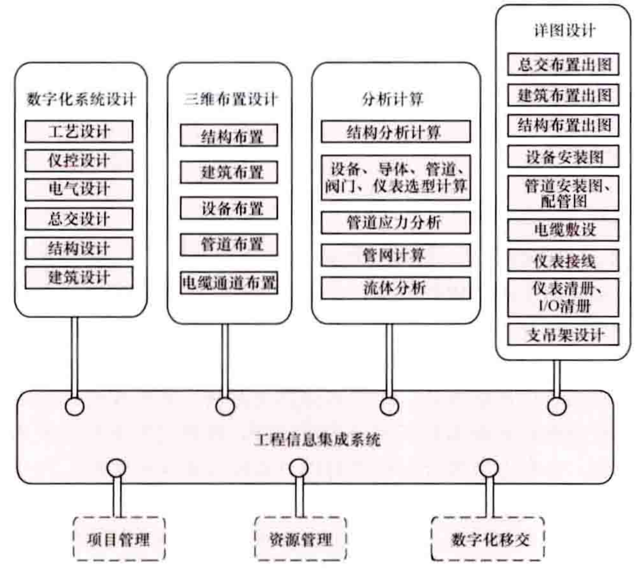
（2）CAD软件。是实现CAD系统各项功能的技术核心，按功能分为三个层次：①系统软件（一级软件），用于计算机的管理、维护、控制和运行，提供整个CAD系统内部的支持功能，控制着存储操作、指令执行与外围设备的动作。包括面向用户的服务系统、面向管理人员的维护系统、面向计算机的操作控制系统等。②支撑软件（二级软件），支撑用户进行CAD工作的通用性功能软件，运行于系统软件之上，并作为开发应用软件的基础。包括图形软件、计算分析软件、数据库及其管理系统、网络通信系统等。③应用软件（三级软件），在系统软件和支撑软件基础上开发的面向专业领域、完成特定工程设计内容的软件。

CAD软件还可按工作方式分为实时处理软件、分时软件、交互式软件和批处理软件，按软件服务对象又分为项目软件和产品软件。

CAD集成系统 计算机应用部门、企业或行业的CAD在总体设计的指导下，以数据库为核心、网络为支撑，按系统工程原理和软件工程的方法，将有关CAD应用软件集合

成的一个有机整体。其核心是信息集成，基础是信息标准化。CAD集成化工作是一项技术密集型的大型系统工程，需要标准化才能形成有机的整体。

火力发电厂CAD集成系统由数字化系统设计平台、三维布置设计平台、项目管理平台、资源管理平台、数字化移交平台，以及电厂设计各专业（工艺、电气、仪控、结构、建筑等）的应用软件，通过网络和数据库以一定的方式联系构成，典型的火力发电厂CAD集成系统逻辑结构见图。



火力发电厂CAD集成系统逻辑结构图

CAD功能　完整的CAD系统的功能包括：①具有输入图形、设计参数和文字的手段，能以数据驱动二维或三维模型；②具有分析计算功能，并能通过计算结果优化设计、动态模拟；③具有完善的数据库系统，能对大量信息进行存取、查找、加工和管理；④能对设计结果进行检验、性能分析与评价；⑤具有版本控制功能；⑥具有多专业协同设计以及异地协同设计的能力；⑦具有输出数据信息、图形和设计文档的能力，以及将设计成果数字化移交的能力。

CAD应用　CAD系统在火力发电厂工程设计中的应用主要体现在资料收集、方案研究、系统设计、布置设计、分析计算、详图生成和成品移交等方面。

（1）资料收集。电厂设计需用的大量工程设计依据，如厂区地形、地质、水文、环保、燃料、动力和废弃物排除以及设备材料等基础资料，由人工搜集或从网络上获取后存入计算机，部分可以由遥感技术获得的图片、胶片上的信息经数据处理后输入存储器，由计算机分析整理，供设计应用。

（2）方案研究。对工程厂址总体规划、建厂条件和各工艺系统进行方案优化选择。CAD系统根据设计规程、规范、导则等指导性文件以及各项参考设计标准，运用系统工程理论对方案进行经济分析、可靠性分析、技术特性指标测算和技术经济综合评估。

（3）系统设计。根据设计原则和相关资料、规程规范对工艺系统及仪表流程、电气原理进行设计和优化，包括系统拟定、设备选型计算、设计参数选取、管道规格计算、阀门选型、仪表设置、控制功能连接、编码等，并通过系统设计平台的校验功能进行数据一致性和完整性校验。

（4）布置设计。在三维协同布置设计平台，根据设计原则、外部资料和相关规范、各系统对布置的要求进行厂房和厂房内各空间占位对象的布置，包括拟定基本轴网和楼层标高，拟定结构构件基本断面，进行框架结构布置设计。在此基础上进行各专业设备、通道、管道、电缆通道、建筑门窗、楼梯等各类空间占位对象（包括保温和安装、操作、检修维护空间）的布置设计，并逐步完善结构布置。通过布置设计平台的检查功能进行数据一致性、完整性检查和碰撞检查，并通过二三维接口与系统设计进行校验。

（5）分析计算。进行工程计算和专题研究。如短路电流计算、导线拉力计算、接地计算、绝缘配合计算、管道静态和动态应力分析、流体分析、厂房框架结构应力计算、冷却塔结构计算等。计算程序具有与系统或布置协同设计平台的双向接口，使其可以从系统或布置设计公用数据库接收原始数据，产生计算模型，并接受设计者干预，分析计算结果可返回系统或布置设计平台修正系统或布置模型。

（6）详图设计及成品移交。根据系统设计、布置设计和分析计算的结果，利用各专业详图CAD软件生成和输出加工、制造、安装详图，包括结构、建筑、设备、管道、支吊架、仪表、电缆等的详图、清册或文档，并将数字化设计成果发布至移交平台，提供可视化、数字化的设计成品。

huodianchang peixun fangzhenji

火电厂培训仿真机

（training simulator for fossil-fired power plant）　以运行人员培训为目的，利用仿真技术对参考机组特征、特性进行理想化近似表达的设备。火电厂培训仿真机是以计算机和仿真技术为基础，将参考机组的生产工艺流程、主辅机设备、控制系统等以数学模型方式进行表达，配合部分或全部真实的控制台盘或表示监控台盘的屏幕显示（CRT）画面，模拟与真实情况相同或相近的参考机组各种运行方式的状态，包括起动、正常运行、停机和事故工况下的状态，以满足各种目的的培训要求。火电厂培训仿真机已广泛用于培训操作人员和工程技术人员，以提高运行技术水平。参考机组数学模型的逼真度是衡量培训仿真机的重要指标，逼真度越高，培训效果越理想。

分类　按其仿真范围简化程度，火电厂培训仿真机可分为全范围仿真机、原理型仿真机和简化型仿真机。

全范围仿真机　在外观和外在功能上复制特定参考机组的主控制室台盘及仪表设备、计算机控制系统的操作显示设备、控制室环境设施。仿真范围包含所有控制系统、装置及其控制和监视所涉及的所有参考机组设备和系统，以及在参考机组起停、日常运行和事故处理中必需的就地操作设备和系统。

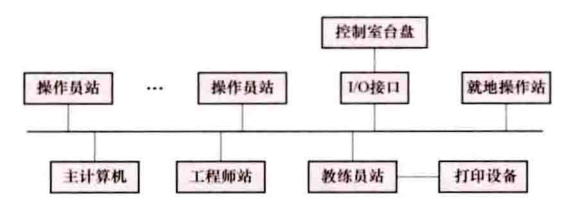
受训人员在培训仿真机上的操作效果与参考机组反应相同，由教练员假设的故障或学员误操作引起的故障，其现象、因果关系应与实际电厂一致。全范围仿真机用于对机组运行人员全面、系统地进行运行操作技能的培训和轮训，以提高操作技能和事故分析及处理能力。

原理型仿真机　仿真范围仅限展示火电机组生产基本原理，培训环境仅涉及展示生产原理所需要的操作和显示，仿真对象可不针对特定的发电机组。用于培训新的操作人员和

在校学生，使其从直观上学习和掌握电厂设备和系统特性、物理过程、介质流程及故障的原因和结果。

简化型仿真机　针对特定机组，仿真建模时对其控制室设备和/或生产流程和/或生产运行设备、系统进行了不同程度的删减、简化和归并。受训人员除对控制室外观感觉与参考机组不完全一致外，主要系统和设备操作效果与参考机组反应相同。未简化的生产流程和设备故障现象与参考机组一致。

系统结构　火电厂培训仿真机系统基本构成如图所示。不同类型的培训仿真机，可依据其培训目标的要求，在此基础上进行增加和删减。



火电厂培训仿真机系统结构图

(1) 主计算机。是火电厂培训仿真机的核心，装有参考机组过程数学模型及仿真支撑等软件，主要完成发电设备和工艺系统数学模型的计算。它能接受所有仿真操作输入，并将其计算结果输出到供监视、控制和其他用途的仿真机设备上。

(2) 操作员站。仿真参考机组计算机控制系统的操作员站功能，数量可根据培训需要配置。

(3) 就地操作站。用以实现在参考机组控制室以外进行的就地操作功能的仿真。

(4) 教练员站。实现对仿真机的控制，改变运行方式，选择培训项目，指导学员训练，检查学员成绩等功能。

(5) 控制室台盘。参考机组控制室台盘及其安装设备的全部或部分仿真。

(6) 网络设备。用以实现仿真机系统的计算机之间的数据通信和交换。

(7) 输入/输出 (I/O) 接口。用于实现仿真计算机与仿真台盘设备之间的数据转换和通信。

(8) 工程师站。用于实现仿真系统软件开发、调试及参考机组工程师站的仿真。

(9) 过程模型软件。指参考机组除控制系统以外的生产流程设备和系统的数学模型，安装、运行于主计算机。过程模型的建立是以参考机组的生产工艺流程、系统结构设计、机组设计或运行数据为依据，以实际物理过程为基础，遵守能量守恒、质量守恒和动量守恒定律，采用火力发电相关专业建立对过程的数学描述方法。对难以用数学描述方式建立模型的局部系统采用经验公式或拟合函数等方式建立。

(10) 控制系统模型软件。控制系统模型软件可与参考机组过程模型软件混合建立，并在主计算机上运行；也可以其他方式独立建立及运行，以通信方式与过程模型进行数据交换。控制系统的仿真也可采用虚拟控制技术来实现。

(11) 仿真支撑软件。支撑过程模型软件和控制模型软件的设计、开发、修改、调试和运行功能及仿真数据管理功能。

基本功能　火电厂培训仿真机除了可连续、实时地仿真参考机组各种工况下的起动、停机、正常运行和事故工况的状态外，还可实现：提供用于不同培训目的各种初始工况，模型的运行和冻结，模型运行的加速与减速，模型运算结果的快存、回退和重演，故障插入和删除，外部参数设置，学员技能评价等功能。对于控制系统仿真采用了虚拟控制技术的培训仿真机，还可提供热控人员培训及控制策略验证、优化、测试等功能。

huoli fadian

火力发电

(fossil-fired power generation)　见正文前专文。

huoli fadianchang

火力发电厂

(fossil-fired power plant)　装备火力发电机组生产电能的发电厂，简称火电厂。火力发电厂主要分为蒸汽动力发电厂、燃气轮机发电厂和内燃机发电厂。

蒸汽动力发电厂　蒸汽动力发电厂主要工艺过程为：燃料在锅炉中燃烧放热，将给水加热成蒸汽，蒸汽在汽轮机内膨胀使热能转换为转子转动的机械能，再通过发电机转换为电能，由配电装置分配传送给用户或输入地区电力网；汽轮机排汽进入凝汽器被冷凝成水，由凝结水泵经低压加热器送入除氧器，再经给水泵通过高压加热器送回锅炉，连续不断地生产电能。

世界范围内，蒸汽动力发电厂以燃煤为主，并将在未来较长时期内一直占据主导地位。蒸汽动力发电厂的发展，体现在单机容量的不断增大、蒸汽参数的不断提高、装机台数的增多等方面。截至 2011 年底，世界上单机容量最大的双轴机组安装在美国（单机容量 1300MW）；单机容量最大的单轴机组安装在俄罗斯（单机容量 1200MW）；温度参数最高的蒸汽动力发电厂是日本的矶子发电厂（Isogo）（2×600MW 超超临界机组，其中 1 号机组蒸汽参数为 25MPa/600℃/610℃，2 号机组蒸汽参数为 25MPa/600℃/620℃）；总装机容量最大的蒸汽动力发电厂是中国台湾台中发电厂（总装机容量 5500MW，10×550MW）；中国大陆最大的蒸汽动力发电厂是托克托发电厂（总装机容量 5400MW，8×600MW+2×300MW），蒸汽参数最高的发电厂是外高桥第三发电厂（蒸汽参数为 27MPa/600℃/600℃）。

燃气轮机发电厂　用燃气轮机带动发电机或者用燃气轮机与蒸汽轮机共同带动发电机的火电厂，前者称为燃气轮机发电厂（也称简单循环发电厂），后者称为燃气-蒸汽联合循环发电厂。

燃气轮机发电厂以使用气体或液体燃料为主。主要设备有燃气轮机（压气机和燃气透平）、燃烧室、发电机，以及燃料喷射泵、各种换热器和冷却装置等。燃气轮机发电也称简单循环发电，其主要工艺过程为：压气机从大气中吸入空气，经压缩后进入燃烧室，与从燃料喷嘴喷出的燃料混合并燃烧，产生高温燃气，高温燃气进入燃气透平做功，带动发电机输出电力。燃气轮机提高性能和大型化发展的关键是提高燃气轮机初温和增大压缩比。早期燃气轮机的初温为 600～700℃，压缩比在 10 以下；主流燃气轮

机（F级）初温已达1300℃，压缩比达15～17；先进燃气轮机（H级）的初温已发展到1430～1500℃，压缩比达23～30。大型燃气轮机的单机功率为284～375MW，燃气轮机装置的效率一般约为32%～40%。燃气轮机起动快，从起动到带满负荷运行一般不到20min，适用于承担电力系统调峰负荷。

燃气轮机透平排气温度一般为450～600℃，如直接排到大气，将是极大浪费，因此燃气轮机与蒸汽轮机组成的燃气-蒸汽联合循环发电已经成为燃气轮机发电厂的主要型式，并得到普遍发展。燃气-蒸汽联合循环发电厂主机配置有单轴和多轴配置方式。单轴配置为燃气轮机、汽轮机、发电机为一组，以一根轴输出功率；多轴配置为燃气轮机与汽轮机分别与各自的发电机连接，以一根以上的轴输出功率，有一拖一、二拖一或三拖一等组合方式。截至2011年底，世界上燃气-蒸汽联合循环单轴机组最大功率已达570MW（SGT5-8000H），安装在德国巴伐利亚的易欣（IRSHING）电厂，热效率达60%；最大的燃气-蒸汽联合循环发电厂是日本富津发电厂，全厂总发电装机容量5040MW；中国最大的燃气-蒸汽联合循环发电厂是香港龙鼓滩发电厂，全厂总发电装机容量2500MW，安装8×312.5MW机组；中国内地最大的燃气-蒸汽联合循环发电厂是福建莆田发电厂，全厂总发电装机容量1560MW，安装4×390MW级机组。

内燃机发电厂　用内燃机带动发电机发电的电厂，燃用液体或气体燃料。内燃发电机组主要由内燃机、发电机、控制装置和辅助设备集合组成，主要用作孤立电源和应急电源。其主要工艺过程为：燃料在气缸内燃烧，经压缩、燃烧、膨胀、排气等过程，周期循环，不断将燃料的化学能转化为热能，进而转化为机械能并带动发电机输出电能。内燃机发电厂分为固定式和移动式两类。固定式内燃发电机组的功率一般不大，单机功率多为5～15MW，特大型内燃发电机组功率可达68MW，多用于特殊需要的孤立电源和应急电源；移动式内燃发电机组则指汽车或列车电站，功率为25～150kW。截至2011年底，世界上最大的内燃机发电厂是中国山西晋城寺河煤层气发电厂，总装机容量120MW，安装60台1.8MW的内燃发电机组和4台3MW凝汽式发电机组。

截至2011年底，电厂装机容量4000MW及以上的主要火力发电厂见表。

2011年世界主要火力发电厂（4000MW及以上）

序号	电厂名称	国家（地区）	装机容量（MW）	台数×单机容量（MW）	燃料	投运年份
1	保宁(Boryeong)发电厂	韩国	5800	8×500 12×150	煤 LNG	1979～2009 2002
2	台中发电厂	中国台湾	5780	10×550 4×70	煤 气	1991～2005
3	苏尔古特(Сургутская-2)发电厂	俄罗斯	5600	6×800 2×400	NG	1988 2008
4	托克托发电厂	中国	5400	8×600 2×300	煤	2003～2007 2008
5	巴尔哈托夫(Belchatow)发电厂	波兰	5178	12×360 1×858	煤	1980～2011
6	富津(FUTTSU)发电厂	日本	5040	1×1000 1×1000 1×1520 1×1520	LNG	1986 1988 2003 2010
7	北仑发电厂	中国	5000	5×600 2×1000	煤	1994～2009
8	外高桥发电厂	中国	5000	4×300 2×900 2×1000	煤	1995～2008
9	邹县发电厂	中国	4540	4×335 2×600 2×1000	煤	1983～2007
10	宁海发电厂	中国	4400	4×600 2×1000	煤	2003～2009
11	鹿岛(Kashima)发电厂	日本	4400	4×600 2×1000	重油	1972～1975
12	大潭发电厂	中国台湾	4344	6×724	LNG	1994～1998
13	兴达发电厂	中国台湾	4325	2×500 2×550 5×445	煤 LNG	1971～1998
14	后石发电厂	中国	4200	7×600	煤	1996～2009
15	马苏巴(Majuba)发电厂	南非	4143	3×665 3×716	煤	1987～1991
16	肯达尔(Kendal)发电厂	南非	4116	6×686	煤	1988
17	青山发电厂	中国香港	4110	4×350 4×677.5	煤（油）	1982～1989
18	碧南(Hekinan)发电厂	日本	4100	3×700 2×1000	煤	1993～2002
19	帕里什（W. A. Parish）发电厂	美国	4008	—	煤、气	1958
20	埃基巴斯图兹(Экибастузская-1)发电厂	哈萨克斯坦	4000	8×500	煤	1980～1984
21	泰安(Taean)发电厂	韩国	4000	8×500	煤	1991～2008
22	唐津(Dangjin)发电厂	韩国	4000	8×500	煤	1994～2007
23	玉环发电厂	中国	4000	4×1000	煤	2006～2007

注：NG为天然气；LNG为液化天然气。

huoli fadianchang huanjing jiance

火力发电厂环境监测 (environmental monitoring of fossil-fired power plant) 间断或连续地监测火力发电厂生产运行期间向环境（主要是空气环境、水环境、声环境和电磁环境）排放的污染物，观察其变化和影响，研究、分析环境质量现状和变化趋势的整个工作。工作内容一般包括布点采样、分析测试、数据处理、综合评价及对策建议等五个环节。中国电力行业标准 DL 414《火电厂环境监测技术规范》对火力发电厂的环境监测做了比较详细的规定。

环境监测分类 按监测目的分为两种：①监视性监测：监测环境中已知污染物现状、变化趋势，判断环境质量状况。评价环境污染治理措施的效果，判断污染物是否符合国家和地方规定的排放标准。②特定目的监测：火电厂主要是对事故性污染进行有针对性的监测，查找污染发生的原因，为控制污染事故提供科学依据。

监测项目 环境中的污染物种类繁多，不可能全部进行监测，确定优先监测污染物的原则是：①反映环境污染程度的综合指标，如水体质量监测中的 pH 值、溶解氧（DO）、化学耗氧量（COD）和生化需氧量（BOD）等；②对环境影响大或者说危害较大的污染物；③已有可靠的监测方法并能获得准确数据的污染物；④已有环境标准或规定为依据的项目；⑤在环境中的含量较高，接近甚至超过环境标准，或者污染趋势明显上升的污染物；⑥样品有广泛的代表性。

火电厂环境监测重点是：①环境空气污染物，如烟囱排放烟气中的 SO_2、NO_x、烟尘、Hg 的浓度及烟气参数；煤场和灰场颗粒物无组织排放浓度；燃油火电厂非甲烷总烃的无组织排放浓度；燃气火电厂甲烷烃的无组织排放浓度；燃煤电厂氨区氨的无组织排放浓度；②水环境污染物，包括灰水、工业废水、生活污水、脱硫废水和各种废水处理装置处理后的外排水等，主要监测悬浮物（SS）、温度、pH 值、BOD_5（五日生化需氧量）、COD、石油类、Hg、Cd、Pb、Cr、As、Cu、Ni、氟化物、氨氮、硫化物、挥发酚等；③声环境，监测厂界噪声、敏感点噪声和噪声源；④电磁环境，监测厂界的工频电场和工频磁场。

质量保证 环境是区域性或全球性的，环境监测也是区域性或全球性的，数据要能互相参比。环境监测数据必须具备五个特性：①准确性，即测量值与真值要尽可能地接近；②精确性，测定值的重现性较好；③完整性，按预期或计划目标所获取的有效数额足够多；④代表性，所得到的数据有时间、空间代表性；⑤可比性，所得到的数据在规定的条件下应能互相参比。为此，在环境监测中不仅要使用统一的技术标准或规范，还必须自始至终地有一个完整的质量保证体系，以避免由于错误的监测数据造成环境保护规划、治理等方面的失误。质量保证主要包括：①合理的监测计划，如正确地选择采样方法、样品处理和保存方法、分析方法和基准物，审查数据处理及结果等；②分析测量系统保证，包括实验室供应（蒸馏水、电、通风等），仪器选择和校准，器皿的选择、洗涤和校准，试剂的选择、提纯和检验，标准溶液的配制和标定等；③内部质量控制，包括空白试验、校准曲线核查、仪器设备标定、平行样分析、加标样分析等，使用最方便的是质量控制图；④外部质量控制，对分析测试系统进行现场评价，分发标准物样品进行实验室间比较、分析方法比较、分析人员之间比较等；⑤分析仪器定期到质检部门进行校验。

huoli fadianchang huanjing yingxiang

火力发电厂环境影响 (environmental impact from fossil-fired power plant) 火力发电厂在建设过程中和建成投产后对附近地区环境所造成的影响。火力发电厂在生产过程中存在水、气、渣、声等常规污染，在燃煤、灰渣输运及储存等过程中会产生无组织排放污染，在工程占地、固体废物储存或填埋、水源使用等方面还会存在生态影响及社会经济影响等。

火力发电厂的污染控制技术比较全面和成熟，设计技术规范及环境影响评价技术规定比较完备。但火力发电厂投资巨大，是煤炭等一次能源消耗大户，用水量大，排放总量大，影响范围也大，涉及的专业和环境要素较多。

火力发电厂的环境影响可以从以下几方面进行划分：①按照工程组成进行划分，如主体工程、辅助工程、环保工程、厂外配套工程等方面的环境影响，由火力发电厂的项目组成即可基本判断火力发电厂哪个建设和生产环节将产生环境影响，进而识别环境影响因素和判断环境评价因子；②按照项目的时段进行划分，如运营期环境影响、施工期环境影响；③按照环境要素进行划分，如大气环境影响、水环境影响、噪声环境影响、生态环境影响等。在环境影响评价中通常采用环境影响因素识别和环境影响因子（评价因子）筛选的方法来明确某一类或某一个工程的环境影响有哪些方面。火电厂主要工程组成、设备及其环境影响见下表。

火力发电厂主要工程组成、设备及其环境影响

工程组成	设备（设施）	环境影响因素	环境影响因子
主体工程	锅炉及烟囱	烟气排放	SO_2、NO_x、烟尘（PM10、PM2.5）、汞及其化合物等
		设备运转噪声	噪声
		景观	景观等美化要求
	汽轮机及冷却系统	汽轮机设备运转	噪声
		冷却塔	噪声、特殊区域的景观要求
		空冷系统冷却风机运转	噪声
		直流循环冷却	排水温升
	发电机	设备运转噪声	噪声
辅助工程	厂外供水系统	用水及管线占地	居民、生态影响
		管线施工建设	噪声、扬尘
	循环水排水系统	用水及管线占地	居民、生态影响
		循环冷却排水	循环冷却：含盐量、噪声
			直流冷却：温排水（温升）
	厂内除灰系统	炉底灰、省煤器及空预器灰	灰
		炉底渣	渣
		水力冲渣废水	pH 值、SS
	厂内升压站	主变、构架、电抗器	噪声
			工频电场强度、磁感应强度
			无线电干扰

续表

工程组成	设备（设施）	环境影响因素	环境影响因子
储运工程	煤码头、灰码头、货物码头	装卸扬尘	TSP
		机械运转	噪声
		冲洗污水	石油类、SS
	上煤系统	扬尘	TSP
		设备运转	噪声
		污水	石油类、SS
	厂外输灰系统	水力除灰管线	居民、生态影响
		干输灰栈桥	居民、生态影响
		运灰道路及车辆	居民、噪声、生态影响及TSP
	灰场	扬尘	TSP
		渗漏	pH值、F、重金属、渗透系数，天然地表距离含水层的距离
		水	pH值、SS、F、重金属等
		地基稳定性	断层、破碎带、溶洞
配套工程	供热管线管网及供热站换热站	供热及替代	采暖期环境质量的改善
		占地	居民、生态影响
		施工扬尘	TSP
		运行设备	噪声
	铁路专用线及公路	占地	居民、生态影响
		扬尘	TSP
		运输	噪声
环保工程	脱硫工程（湿法）	厂内脱硫原料制备、贮运扬尘	TSP
		脱硫设备运转	噪声
		脱硫废渣	固废
		脱硫废水	重金属、氯根、SS、pH值等
	脱硝工程（SCR）	液氨运输	噪声、液氨泄露环境风险
		液氨厂内储存	液氨泄漏环境风险
		辅助设备运转	噪声
		液氨灌区冲洗	废水
	废水处理	化学除盐废水	pH值、含盐量
		循环水排水	含盐量
		工业废水	pH值、石油类、SS、COD、BOD
		生活污水	石油类、SS、COD、BOD、氨氮
		含油废水	石油类
施工期		临时占地、运输扬尘及噪声、施工扬尘及噪声、施工废水	

huoli fadianchang jingjixing

火力发电厂经济性 (fossil-fired power plant economics) 火电厂从工程建设开始至项目经营期结束，在投入和产出方面所体现出的整体经济效益水平。项目的整体经济效益反映为盈利能力和偿债能力，主要指标有项目投资财务内部收益率、项目资本金财务内部收益率、财务净现值、项目投资回收期、资产负债率等。火电厂的经济性，要通过工程财务评价（见发电工程财务评价）和工程国民经济评价来评定。

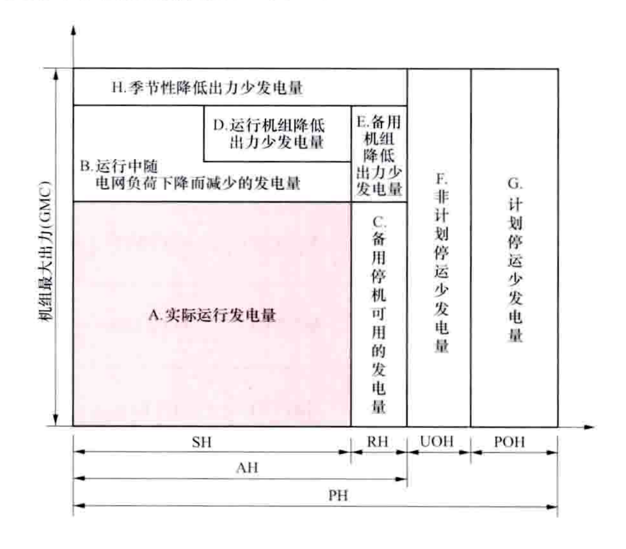
火力发电厂的经济性，主要取决于发电市场情况和上网电价水平。发电市场情况主要表现为电厂年利用小时，参考水平为5000～5500h。电厂年利用小时越高，经济性越好。

上网电价主要由运行成本、折旧费及财务费用、销售税金及利润组成。运行成本包括燃料费、用水费、工资福利费、修理费等，折旧费及财务费用由发电工程造价和融资成本决定。只要降低工程造价和融资成本、降低煤耗和煤价、节约用水、减少运行人员，就可以达到提高电厂经济性的目的。

huoli fadianchang kekaoxing guanli

火力发电厂可靠性管理 (fossil-fired power plant reliability management) 对火电厂设备的全面质量管理及全过程安全管理，以可靠性指标来体现。火电厂可靠性管理的目的是实现“本质安全”，使其自身具有“自稳性”（即保障本身安全和稳定运行的性能）、“他稳性”（即保障本身不对外输出风险的性能）、“抗扰性”（即具有有效抵御和防范系统外部输入风险影响的能力）三方面特征。

火电厂可靠性指标 火电厂可靠性管理的具体体现，也是设备可靠性程度由定性化管理转向定量化管理的标志。对一台机组来说，可靠性指标是以统计时间（PH）为基准，用表示机组所处状态的各种性能指标来表征的，见图及表征机组可靠性的性能指标（表1）。



机组状态图

在图中：GMC为一般取机组核定的额定出力；PH为统计期（年）日历小时数；SH为机组处于运行状态的小时数；AH为机组可用状态小时数；RH为机组备用停机状态小时数；POH为机组处于计划停用状态的小时数；UOH为机组处于非计划停运状态的小时数。

表1 表征机组可靠性的性能指标

编号	项目名称	符号	计 算 式
1	运行系数(%)	SF	$SF=\frac{SH}{PH}\times100$
2	可用系数(%)	AF	$AF=\frac{AH}{PH}\times100$
3	计划停运系数(%)	POF	$POF=\frac{POH}{PH}\times100$
4	非计划停运系数(%)	UOF	$UOF=\frac{UOH}{PH}\times100$
5	出力系数(%)	OF	$OF=\frac{\text{运行期机组实际的发电量}}{SH\times GMC}\times100$
6	强迫停运率(%)	FOR	$FOR=\frac{FOH}{FOH+SH}\times100$,FOH为强迫停运小时
7	容量系数(%)	GCF	$GCF=\frac{\text{统计期机组的发电量}}{PH\times GMC}\times100$
8	非计划停用率(%)	UOR	$UOR=\frac{UOH}{SH+UOH}\times100$
9	降出力等效停运小时(h)	EUNDH	$EUNDH=\frac{\sum D_iT_i}{GMC}$即一台机组处于计划、非计划降低出力和降低出力备用情况下少发的电量,折合成相当于按额定容量下的停用小时数。 式中D_i为统计期内机组各次降低出力数,T_i为各次降低出力的运行和备用时间
10	降低出力系数(%)	UDF	$UDF=\frac{EUNDH}{PH}\times100$
11	等效可用系数(%)	EAF	$EAF=\frac{AH-EUNDH}{PH}\times100$
12	等效强迫停用率(%)	EFOR	$EFOR=\frac{FOH+1,2,3\text{类等效非计划降低出力小时之和}}{SH+FOH+1,2,3\text{类等效非计划降低出力备用停机小时之和}}\times100$
13	平均计划停运间隔时间(h)	MTTPO	$MTTPO=\frac{SH}{\text{计划停运次数}}$
14	平均非计划停运间隔时间(h)	MTTUO	$MTTUO=\frac{SH}{\text{非计划停运次数}}$
15	平均计划停运延续时间(h)	MPOD	$MPOD=\frac{POH}{\text{计划停用次数}}$
16	平均非计划停运延续时间(h)	MUOD	$MUOD=\frac{UOH}{\text{非计划停用次数}}$

表征机组可靠性的指标中最常用的指标为等效可用系数(EAF)和等效强迫停运率(EFOR)。

火电厂可靠性管理的主要内容　火电厂可靠性管理包括出力管理、可用系数管理、设备维修(设备状态检修)和更新管理等,其目的是低耗多发下的安全运行。

火电厂可用系数管理是电厂生产管理的中心内容。这是因为可用系数反映电厂的生产能力,无论是电厂的主管单位还是具体某个电厂,均必须定期做出本单位的可用系数分析和预测。火电厂的主管单位根据该厂运行可靠性指标的历史记录,结合今后的检修安排和更新计划,制定该厂该年度的可用系数目标。火电厂的主管单位根据上级下达的指标,层层分解与分配至电厂的各职能部门,采取措施以保证可用系数指标的实现。

电力可靠性管理的发展、评价及应用　20世纪60年代中期,工业发达国家的电力工业引进可靠性管理,首先在电力系统规划方面制定了一系列准则,在应用技术上引进概率法。1965年,美国和加拿大大停电事故发生后,作为重要的对策措施之一,成立了美国国家电力可靠性协会(The United States National Electric Reliability Council,简称NERC);1980年,加拿大和墨西哥部分地区电网也加入该协会,协会改名为北美可靠性协会。世界能源大会(WEC)设有火电厂可用技术委员会,交流和总结火电厂可靠性管理经验;1977年,美国能源部成立后,大力在火电厂推行可靠性管理,一些著名的制造厂家如西屋(Westinghouse)、通用(GE)等公司,都参加了提高火电厂可靠性的活动,并取得了很好的经济效益。表2给出了2005～2009年北美地区燃煤机组等效可用系数和等效强迫停用率。

中国电力可靠性管理的建立,也是从火电厂可靠性管理开始的。1985年正式成立电力可靠性管理中心,每年定期发布各大型机组的可靠性统计结果。表3给出了中国燃煤机组2006～2010年的等效可用系数和等效强迫停用率。

表 2　2005～2009 年北美地区燃煤机组等效可用系数和等效强迫停用率

时间	可靠性指标	机组容量（MW）				
		100～199	200～299	300～399	600～799	1000
2005 年	EAF(%)	84.90	86.12	86.59	86.23	83.58
	EFOR(%)	7.14	5.43	5.92	6.03	6.70
2006 年	EAF(%)	85.20	84.83	85.98	83.97	82.23
	EFOR(%)	7.10	6.22	5.68	5.96	8.04
2007 年	EAF(%)	83.52	84.65	83.72	84.36	78.06
	EFOR(%)	7.37	6.62	7.79	6.38	6.95
2008 年	EAF(%)	84.68	83.66	83.74	82.75	84.76
	EFOR(%)	6.92	6.76	6.96	6.62	7.34
2009 年	EAF(%)	85.18	82.41	84.20	83.40	80.97
	EFOR(%)	7.26	7.69	5.48	7.50	8.75

表 3　2006～2010 年中国燃煤机组等效可用系数和等效强迫停用率

时间	可靠性指标	机组容量（MW）					
		100	125	200	300	600	1000
2006 年	EAF(%)	94.09	93.85	92.69	92.76	91.48	
	EFOR(%)	0.72	0.98	1.00	0.77	0.73	
2007 年	EAF(%)	93.98	94.13	91.49	93.14	92.58	
	EFOR(%)	0.56	0.68	0.74	0.75	0.50	
2008 年	EAF(%)	95.19	93.01	92.11	91.84	92.49	
	EFOR(%)	0.52	1.36	0.85	0.71	0.74	
2009 年	EAF(%)	95.24	94.15	93.53	93.25	92.65	91.22
	EFOR(%)	0.27	0.46	0.47	0.56	0.45	0.05
2010 年	EAF(%)	95.46	94.18	94.24	92.29	92.57	92.29
	EFOR(%)	0.48	0.78	0.48	0.59	0.55	0.41

huoli fadianchang paifang de wuranwu

火力发电厂排放的污染物

（pollutions emitted from fossil-fired power plant）　火力发电厂生产过程中随废气、废水、废渣排入环境，使环境的正常组成和性质发生变化而对环境有害的物质。此外，火力发电厂噪声对环境也会产生物理性污染。火力发电厂排放的污染物种类繁多，其中大多数来自燃料本身，其次来自生产过程中使用的化学添加剂以及设备腐蚀产物。这些物质随废气、废水和废渣排入环境，并在环境中迁移转化，参与各种环境化学过程和物质循环过程，造成环境污染，影响生态平衡。

随废气排放的污染物　废气主要是锅炉排烟，其中含有烟尘、二氧化硫、氮氧化物、一氧化碳、碳氢化合物、氟化物、微量金属（如汞及其化合物）等污染物质。此外还有灰场、煤场及物料运输所产生的扬尘。

烟尘　主要是除尘器未能完全收集而排入大气的粒径小于 10μm 的飞灰颗粒（飘尘），表面带有硫酸盐、微量金属和有机化合物，有些是致毒、致癌的物质。被人吸入后能刺激呼吸系统，导致气管炎、哮喘、肺气肿和肺癌等疾病，刺激眼睛导致结膜发炎。烟尘还会降低大气能见度。（见烟气除尘）

二氧化硫（SO_2）　SO_2 会对人的眼睛和肺以及植物的叶片带来损伤；浓度高的 SO_2 会造成呼吸系统疾病，使农作物减产、植被枯萎；能够在大气中与雾、飘尘等发生化学反应形成硫酸烟雾，其毒性增大 4～20 倍，危害性大，并会腐蚀金属器物，造成酸雨。（见烟气脱硫）

氮氧化物（NO_x）　烟气中的氮氧化物包括 NO、NO_2、N_2O 等，主要为 NO，NO 在大气中会很快氧化成 NO_2。NO_2 通过光化学反应生成 NO 和 O_3，也会与大气中的 OH^- 离子反应形成硝酸。NO_2 的毒性比 NO 大 4～5 倍。氮氧化物较难溶于水，因此对上呼吸道黏膜的刺激性不明显，但当人感到不舒适时，吸入量已达危险剂量。在光化学烟雾的形成过程中，氮氧化物起着重要的作用，它也是酸雨的主要成分之一。（见烟气脱硝）

一氧化碳　是高毒性物质，能与红血球结合，损害红血球的输氧能力。但在火电厂烟气的排放浓度下，未发现对人群有明显的生理影响。

碳氢化合物　煤炭或其他燃料燃烧时会产生多环芳烃类碳氢化合物，其生成量与燃烧温度和燃烧设备等因素有关。但在火力发电厂烟气的排放浓度下，未发现对人群有明显的生理影响。

氟化物　由含氟的煤炭燃烧产生。氟化物排放量的大小与煤种及烟气净化方式有密切关系。对氟化物敏感的植物有冬小麦、花生、菜豆、苹果、梨、桃、杏、葡萄、草莓、樱桃、桑等。

汞及其化合物　烟气中含微量，由含汞的煤炭燃烧产生。汞及其化合物排放量的大小与煤种及烟气净化方式有关，火力发电厂采用高效脱硫、脱硝、除尘协同控制方法，可有效减少其排放。汞及其化合物对动物有毒性（见烟气汞污染及控制技术）。

随废水排放的污染物　废水中排放的污染物有酸碱、石油类、悬浮物、盐类、有机物、微量元素等。

酸碱　火力发电厂离子交换树脂再生废液、设备酸洗废液、煤场排水、灰场排水等是酸碱的主要来源。酸碱对水体的危害是使水体水质逐渐酸化或碱化、降低水体自净化能力、使水中生态系统发生变化、使水工构筑物发生腐蚀等（见化学清洗废液处理、酸碱废水处理）。

石油类　燃油、机器润滑油等混入生产用水中成为油污水。油污水进入水体后，会使水体溶氧减少，对水生生物影响极大，特别对鱼类，可能影响鱼类的生长繁殖，或导致鱼类死亡（见油污水处理）。

悬浮物　火力发电厂排水中的悬浮物主要是煤尘、飞灰及不溶盐类。煤尘及飞灰含有多种微量元素和重金属，它们不但使水的浑浊度提高，而且会沉积在水底淤塞水道，危害水体底栖生物的繁殖，影响渔业生产。

盐类　主要由火力发电厂为满足生产用水水质要求和节水要求而采用的化学除盐工艺或物理除盐工艺（如反渗透）所产生。

有机物　主要来自生活污水和用有机酸酸洗设备的废液。这些物质可通过微生物的生物化学作用分解，在分解过程中需要消耗水中溶氧。因此，有机物又称为需氧污染物。

通常用五日生化需氧量（BOD_5）表征有机物的相对含量。危害是造成水中溶氧减少，影响鱼类和其他水生生物的生长。当水中溶氧耗尽后，有机物将转入厌氧分解，产生硫化氢、甲烷等有毒气体，并使水体发臭。

微量元素　锅炉排出的烟尘、煤屑、灰场排水、受热面内外侧清洗废液等均含有微量元素。由于燃料，特别是燃煤品种繁多，形成的地质结构及年代不同，所含微量元素的种类和浓度亦不同，但主要含有砷（As）、镉（Cd）、铍（Be）、铬（Cr）、铅（Pb）、硒（Se）和氟（F）等7种元素。微量元素会通过环境要素进入食物链而进入生物体内富集和积累。

随废渣排放的污染物　主要包括灰渣。灰渣指燃料在锅炉内燃烧后的底渣和经除尘器收集的灰。灰渣排入环境的污染物除了刮风吹起的扬尘外，随输灰和处置方式不同，灰中可溶物质可能遇水溶解，污染地表水或地下水。

噪声　火力发电厂设备运转、冷却塔淋水、阀门排汽、物料运输会产生噪声，影响人群等敏感目标的生活质量，当噪声超过声环境质量标准时会影响人群健康，引起社会环境问题。

由于使用的燃料、原水、水处理方式、冷却水系统、除灰方式等不同，各个火力发电厂排放的污染物种类和浓度也有所差异。因此，必须通过调查研究，搞清其种类、浓度或强度，评价其环境影响，并根据排放标准和环境质量标准的要求，采取有效的防治措施。

huoli fadianchang sheji

火力发电厂设计

（fossil-fired power plant engineering and design）　根据相关政策法规、建厂条件、设计原始资料等要求，分阶段对拟建发电厂进行建厂必要性、可行性研究，对发电厂布置、各工艺系统配置、建筑结构及工程概预算等文件和图纸进行编制及相关服务的工作。火力发电厂设计对工程质量、进度、投资控制及其经济效益和社会效益起着关键的作用。

设计程序　中国现行的大、中型火电厂的设计程序为：建设单位委托有资质的设计机构进行厂址选择、编制初步可行性研究报告，经委托有资格工程咨询机构会同政府有关职能部门审查批准后，项目所在省（市、自治区）政府向国家发展和改革委员会上报项目，申请开展可行性研究工作。获准后，建设单位委托设计机构编制可行性研究报告，阐明电厂厂址条件等主要原则及资金来源等要点，经有资质的工程咨询机构会同政府有关职能部门审查批准，建设单位通过业主和项目所在省（市、自治区）政府按规定上报项目核准申请报告，由国家发展和改革委员会核准。设计机构根据核准文件开展初步设计，确定工程项目的各项具体技术方案，经建设单位或委托有资质的工程咨询机构审查意见批准后，进行施工图设计。

世界各国对火力发电厂设计程序及阶段的划分不尽相同，但设计内容大体相近，分为可行性研究、初步设计（或概念设计、基本设计）、施工图设计等，以及各阶段设备规范书的编制。

可行性研究　一般分为初步可行性研究和可行性研究两个阶段。初步可行性研究在项目立项初期进行，主要对新建电厂的多个厂址条件或扩建电厂条件及其在电力系统中的地位进行论证。可行性研究阶段需详细论证电厂建设的必要性，厂址在技术上的可行性和经济上的合理性，全面落实建厂条件。报告的主要内容包括：电力发展规划中对地区负荷的要求；电厂在电网中的作用；厂址有关地形、地质、地震、水文、气象等自然条件；电网连接、出线走廊、煤源、运输、水源、灰场、环境保护、水土保持、劳动安全、职业卫生、资源利用、节能分析、人力资源配置、经济与社会影响分析等和建厂有关的社会条件。确定建厂地址和建设规模，对厂址总体规划，厂区总平面布置规划以及各主要工艺系统提出工程设想，满足投资估算和财务分析的要求，并提出主机技术条件，满足主机招标的要求。在上述工作的基础上提出工程投资估算，落实投资来源，确定工程建设周期，按照一定的投资回收年限和内部收益率，算出发电成本和上网电价，还应提出下阶段需要进一步解决的重大问题。

初步设计　根据项目核准报告和经审批的可行性研究报告，编制包含各项技术原则的设计文件。设计内容包括：各工艺系统配置、厂区总布置及主厂房布置、建（构）筑物的结构、建筑等设计方案及环境保护、水土保持、消防、劳动安全、职业卫生、节约资源等部分的设计说明书及图纸；设备和主要材料清册；运行组织及施工组织大纲；工程概算和有关的技术经济指标。国外有的国家则是进行与初步设计深度近似的概念设计，主要任务是明确各工艺系统的技术要求、初步的布置方案和建筑结构设计准则，作为编制设备采购和发出承包详细设计的技术规范书的依据。

施工图设计　有的国家称为详细设计，该阶段需提供工程项目施工过程需要的全部图纸、计算书和设计说明书，还将编制辅助设备和主要材料技术规范书。中国的发电厂施工图设计是由设备制造厂向设计单位提供设备有关图纸和资料，由设计机构完成全厂的施工图设计。欧洲、美国、日本等国家和地区的工程咨询公司根据概念设计编制设备规范书和承包商招标文件，审查制造厂或承包商的详细设计文件和图纸，解决专业间的联系配合，负责承包商工作范围以外的设计工作。

发电厂工程竣工验收后，尚有竣工图设计工作，以真实反映建设工程项目施工的实际结果，通常由施工单位完成。近期已有建设单位委托承担工程设计的机构进行竣工图设计。

设备规范书编制　发电厂设备规范书编制和采购工作，一般分两个阶段。锅炉、汽轮机、发电机等主机设备通常在初步设计前，根据可行性研究审查意见编制设备技术规范书，并进行设备招标，为开展初步设计创造条件。发电厂的主要辅助设备在施工图设计前期，依据初步设计原则编制技术规范书。中国大多由设计机构编制设备规范书，由项目法人通过招议标方式采购。欧美国家大多由业主委托工程咨询公司编制设备规范书并招标、采购。

设计机构　通常有独立的工程咨询机构、发电公司的设计机构、制造厂的设计机构等三种形式负责设计工作。在国内，一般由建设单位通过招标方式选择设计机构。

（1）独立的工程咨询机构。通常为电力设计（咨询）院、设计事务所和工程公司，国内、外工程公司除能承担设计任务外，还承担设备采购、施工管理、调试投产的全过程工程项目管理工作。

（2）发电公司的电力设计机构。有的大型电力企业拥有自己的火力发电设计部门，如法国电力公司（Electricite de France，EDF），日本东京电力公司（Tokyo Electric Power Company，TEPCO）等，可根据公司的需要和建设标准，进行电厂的概念设计，并审定和汇总各专业制造厂提供的施工图设计。

（3）制造厂的电力设计机构。具备成套供应火电设备和设计能力的制造厂，一般通过招投标，以"交钥匙"的方式承担初步设计和施工图阶段的设计和采购、施工、调试、投产的建设任务，也有将设计任务单独委托有资质的设计机构进行。

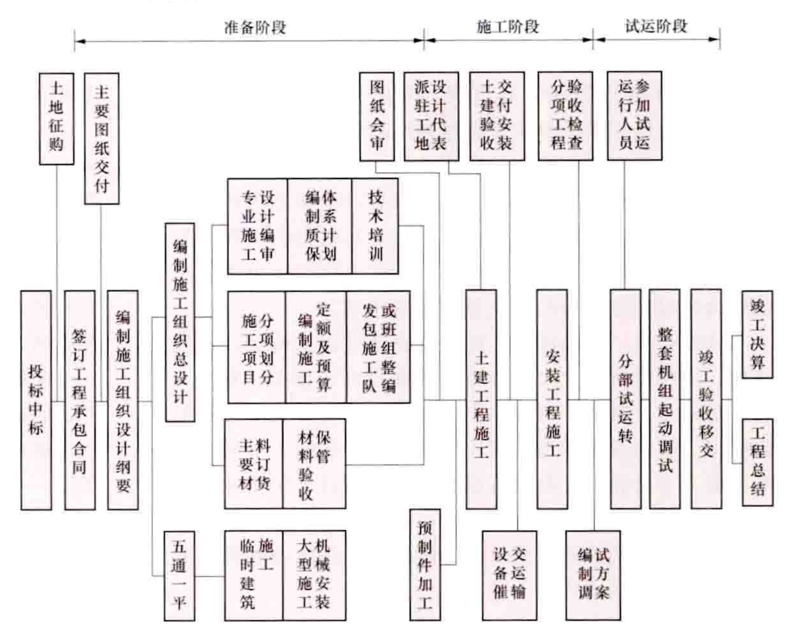
中国的火电厂设计起点较晚，1948 年才开始建立独立的设计机构。1950 年，新中国成立后创建的第 1 个电力勘察设计单位——东北电力设计院成立。直至 1997 年以前，火电厂设计均由国家电力部电力规划设计总院下属六个大区电力设计院及省、市电力局的电力设计院负责。1998 年电力部撤销，电力设计院改属国家电力公司和省、市电力公司管辖，成为企业单位。2002 年，随着电力体制改革以及发电公司成立，电力设计院独立成为工程咨询企业，强调为业主服务，同时也为国家和行业管理部门服务，业务范围已逐步发展为与国外工程咨询公司的性质相似。

设计技术管理 为规范技术管理和设计原则，各国都制定有关的设计标准、规程、规范、导则和制度，各工程咨询公司还编有各种设计规定、手册、守则以及标准设计等标准化资料，并随着工作实践和发电技术的进步而不断改正、完善。1980 年发布的中国行业标准《火力发电厂设计技术规程》，先后经 1984、1994 年和 2000 年等多次修改，2012 年修改后转为国家标准《大中型火力发电厂设计规范》。作为火电厂设计技术管理的"电力工程勘测设计技术管理制度"经 1993、2001 年两次修订，发布了《电力工程勘测设计阶段的划分规定》《电力勘测设计生产岗位责任制度》《电力勘测设计专业间联系配合制度》《电力设计图纸会签制度》《电力勘测成品质量评定办法》《电力设计成品质量评定办法》《电力勘测设计成品校审制度》《电力勘测设计驻工地代表制度》《电力勘测设计质量事故报告和处理规定》等九项电力勘测设计技术管理制度，使设计系统管理、流程管理、质量管理和设计作业标准规范化和制度化。20 世纪 90 年代后，中国的设计机构又逐步进入 GB/T 19001（ISO 9001）质量体系的认证和运行，并由 1994 年版本标准过渡到 GB/T 19001—2000（ISO 9001—2000）标准。规定和编制了各设计机构的质量方针、质量目标和质量管理体系的文件。

huoli fadianchang shigong

火力发电厂施工

火力发电厂施工（construction of fossil-fired power plant） 按照合同和设计要求，完成火力发电厂全部建筑、机械、电气、仪控施工和起动调整试验，达到正常发电，交付运行的全过程。火电厂施工的特点是建筑施工和设备安装的工序交叉多，主厂房设备和管线布置密集，焊接量大，重型构件和大型设备吊装多。为保证施工质量，要进行施工组织和施工管理，使施工阶段顺利实施。火电厂施工流程见图。



火电施工流程图

施工组织 从火电厂工程开工到竣工交付使用，所进行的计划、组织、控制等活动的统称。电厂建设是由设备制造、设计、施工和运行四个方面的人员共同参与的。美国、日本和欧洲国家有些大的工程公司设有设计、施工、财务、设备采购等管理部门，具有建造火电厂的综合管理能力，可向业主承包建设工作。承包方式可以是包揽设计、设备采购、施工、调试和运行人员培训的一系列工作；也可以是承包设计或施工管理的单项工作。公司的施工管理部门配有经验丰富的各专业工程师，组织和领导建筑、安装工程的施工，解决各类技术问题，保证工程进度和质量。设备制造厂对生产的设备负全责，锅炉、汽轮机、汽轮发电机和主要辅助设备由制造厂派人到现场安装或在现场指导安装和调试。制造厂供应的整件中，小型设备和阀门一般不允许拆开，安装人员仅负责就位安装。

中国曾长期沿用苏联的管理体制，由业主方成立筹建处负责委托设计、订购设备、工程验收、投资管理和运行人员培训等工作。施工单位是专业的建筑公司和安装公司，或建筑安装一体的公司，按照国家下达的计划承包火电厂的施工任务。20 世纪 90 年代以来，火电厂施工实行以项目法人责任制为核心内容的"五制"，包括项目法人责任制、招投标制、工程监理制、资本金制、合同制。（见《综合卷》项目法人）

工程承包单位通过招投标，由项目法人选定。其工作范围，根据工程的具体情况，例如资金来源及贷款方对工程风险分担的要求、项目法人的能力等，可以是设计加设备采购加施工、设计加设备采购、设备采购加施工，或是施工单项。施工单项的范围可以是工程全部，也可以是工程的一部分。施工单位的职责，是对工程的进度、质量、造价和安全负责。施工单位的工作范围和职责权限，都在工程承包合同中加以明确。

施工管理 从承包任务开始到工程竣工验收全过程的管理工作。施工管理包括质量、计划、技术、安全、机具、定额、物资、经济等业务管理和现场管理。

质量管理 促使施工企业遵照“百年大计，质量第一”的方针，对施工质量全面负责。要求按照 GB/T 19001 和 ISO 9001，建立和贯彻质量管理和质量保证体系，进行全面质量管理，同时要加强建设工程质量的监督管理。中国电力基本建设工程质量监督机构分三级设置：中国电力建设工程质量监督总站，各网、省（市、自治区）电力公司和各发电集团设电力建设质量监督中心站，各大、中型火电工程项目设电力建设质量监督站或质量监督联络站。

计划管理 以总体工程施工综合进度表为依据，按施工流程、工序衔接、交叉配合等要求和设计、设备、材料、机具、劳动力、资金等各种因素，对建筑及安装施工过程的平面顺序、空间顺序和专业顺序统筹考虑，在施工全过程中不断调整和安排各项工程施工综合进度表，月、旬作业计划进度表，使工程有条不紊地进行。

进度表有网络施工进度表、斜线施工进度表和横线施工进度表三种编制方式。

(1) 网络施工进度表：即关键路径法，可以形象而明显地找出工程施工的主要矛盾线（即关键路径），便于及时解决问题，保证进度。

(2) 斜线施工进度表：一般用于主要单项工程进度方案的比较或多台机组流水作业的组织。

(3) 横线施工进度表：适用于月、旬作业计划进度的安排。

技术管理 包括施工技术责任制、施工组织设计编审制度、施工图纸会审制度、施工技术交底制度、技术检验制度、设计变更制度、施工技术档案制度、监理工作制度、技术培训制度等。技术管理制度是以技术责任制为基础，明确各级技术人员的职责，并建立相应的制度，以指导和加强技术管理工作。

(1) 施工技术责任制：施工单位构建技术管理体系，设置各级技术负责人，明确各级技术人员的职责，实行技术工作统一领导、分级管理。

(2) 施工组织设计编审制度：确保施工组织设计在会审后、开工前，经过编制、审核、批准。

(3) 施工图纸会审制度：确保施工人员在开工前充分领会设计意图，熟悉设计内容，达到准确按图施工。对施工图中存在的差错和不合理部分，在施工前与设计单位联系，及时解决。

(4) 施工技术交底制度：目的是使施工人员了解工程规模、工程特点，明确施工任务、工艺、步骤、特殊操作方法、质量标准、安全措施和节约措施。

(5) 技术检验制度：用科学检验方法对原材料、成品、半成品、混凝土、安装设备、热工及电工仪表等进行检查、试验，防止使用不合格的材料和设备或错用材料，以保证工程质量。

(6) 设计变更管理制度：促使施工人员严格按图施工，是保证工程质量符合设计要求的重要措施。

(7) 技术档案管理制度：确保施工单位保存工程原始记录资料，为以后设备的检修和运行提供原始资料；积累经验，不断提高施工质量。

(8) 监理工作制度：由监理单位制定并经业主审批的监理工作制度是规范监理工作的需要，明确了业主、监理、施工、调试各方职责和应遵守的有关制度，更好地控制质量、进度、投资和安全，促使工程建设项目协调发展。

(9) 技术培训制度：应有计划地组织各专业技术人员和施工人员参加的技术交流活动、专题学习班、技能培训和规程、规范的学习与考试等，以适应新工艺、新技术、新材料、新设备的要求，提高企业的技术和管理素质。

安全管理 建立严格的安全责任制，加强对安全工作的管理，做好危险源辨识与控制，规范安全检查和安全教育培训工作，防止人身和设备事故的发生。

现场应建立文明施工管理制度，施工单位应明确责任分工，创造施工组织周密、区域功能合理、现场整洁、道路平坦、排水畅通、安全标志明显、机械设备完好的文明施工环境。

机具设备管理 建立完善的机械设备管理制度和健全机械设备管理组织机构，组织机械设备的维护保养、修理、配件采购，负责机械设备的合理使用，使之保持完好状态，充分发挥效能，提高利用率。制订和实施施工机械化发展规划，以提高劳动生产率。

定额、物资、经济管理 施工企业要加强经济核算，编制施工预算、劳动定额，做好物资管理和财务管理工作，降低物料消耗和工程造价。

施工阶段 施工全过程分施工准备、施工、起动试运三个阶段。

施工准备 分前期准备和现场准备两个时期。

(1) 前期准备：施工小组进入现场前的准备工作。根据对现场条件的调查和初步设计内容，参与设计单位编制施工组织设计纲要，内容包括工程量估算、施工方案初步选择、总平面布置方案和主要工程项目控制进度以及大型机具配置计划等。

(2) 现场准备：施工准备组开始进入现场至工程开工为止的准备期。进入现场的条件是工程及施工用地的征租手续已办妥；现场主要障碍物拆除；完成厂区的“五通一平”（指公路、铁路、通信、水、电通，场地平整）。现场准备期间，首先要编制施工组织总设计，并按批准的施工组织设计纲要的布局，开始进行各项临建的施工。

施工组织总设计是施工组织设计纲要的具体化，是组织施工总的指导性文件，内容包括主要施工方案、施工总平面布置图、施工综合进度表、现场施工人员数、大型临时工程和设施、施工技术及物资供应计划、施工电源和水源等的供应以及机械化施工等方面。主要施工方案是按照工程、设计、设备特点及机械配备等条件做出的决定。方案确定后，才能安排施工场地布置和大型机械配置。主要施工方案一般包括：地基处理、土石方开挖与回填、主厂房结构、烟囱、空冷结构、水泵房和冷却塔的施工方案；锅炉安装、汽轮发电机安装、凝汽器安装、除尘器安装、空冷岛安装、烟气脱硫装置安装、烟气脱硝装置安装的方案和特重件（包括大板梁、锅筒、主变压器、发电机定子、除氧器或除氧水箱）的运输、起吊、就位方案等。施工总平面布置图是施工组织设计中各个主要环节经综合规划后反映在平面上的成果。其主

要任务是完成施工场地的划分，交通运输的组织，各种临建、施工设施、电源和水源供应、器材堆放等方面的布设。具体包括混凝土搅拌站、建筑构件预制场、锅炉设备组合场、加工场、仓库等的布置和厂区施工道路安排。使场地的划分符合施工流程，大量土石方、大宗器材和预制构件的运输路线达到经济合理。施工综合计划进度表是协调全部施工活动的纲领，是按照各分项工程量大小，试运行的先后，相互间的关系以及人力、物力等各种因素综合安排后的平行作业计划。在施工过程中，由于主客观的原因需要进行调整时，应尽量保持原定的控制工期，以避免造成施工被动或混乱。

施工准备要求达到生活性施工临建可满足施工人员陆续进场的需要；生产性施工临建可满足施工进展的需要；完成相应的物资准备（包括材料、机械、工具等）和技术准备（包括厂区测量及控制网布设）。即做好开工的一切准备，经批准后开工。

施工 单机为100～1000MW机组的火电厂工程的第一台机组，从主厂房浇筑第一罐混凝土开始到完成168h（或72h＋24h）满负荷试运行的工期约14～30个月，以后每台机组通常约再增加1～6个月。在该阶段应安排好施工顺序，做好施工调度与管理工作，以保证工期、质量和预算。

（1）安排施工顺序。处理好地下与地上、建筑与安装、主体与外围、安装与调试之间的关系，以实现合理与均衡的施工。地下工程包括地基处理、基础、沟管道、地下坑（室）以及回填土等，宜按当期工程范围一次完成。厂区的雨水、排水干线和循环水管要在开工初期完成，以保证厂区排水畅通、主干道路完好。一期多台机组工程的厂房建筑，按顺序施工，逐台厂房交付安装，建筑与安装保持一定间隔。高空施工的烟囱和冷却塔与临近建筑物施工适当叉开。还要组织好建筑与安装的工序交叉，如主厂房框架施工与除氧器（或）水箱，钢煤斗或粗、细粉分离器就位的配合等。主厂房结构复杂，工程量集中，是施工进度的关键项目，但大型电厂第一台机组的外围工程量很大，一般先施工烟囱、水塔（间接空冷塔）、水系统等辅属或外围工程，有利于缩短总工期。设备安装是以锅炉钢结构开吊作为安装开始的标志。一般锅炉安装工程量最大，为火力发电厂施工的关键路径，安装完工后还要经过水压试验、化学清洗、点火、吹管等步骤才能进行机组整套起动。热力设备和管道保温工作量大，且施工集中在后期，需要加快完成。新建电厂要充分考虑调试电源的投用是否满足机组调试的需要。现代电厂的仪表与控制和保护装置日益完善也更为复杂，调试项目多，并且安装工作在施工的中后阶段进行，需要妥善安排以保证整套起动的进度。公用系统和机炉的辅助系统，应创造条件尽早施工，以满足分部试转和整套起动的要求。

（2）施工调度和管理。建筑安装各分项工程是由数个施工承包商承担的，需要经常协调各项关键进度，组织好配合关系。由于在施工期间，施工图是陆续交付的，设备材料先后到场，建筑陆续交付安装，各分项工程陆续开工和竣工，会有各种问题发生。如建筑、机械、电气等各种材料、设备、加工件供应缺口或质量不合格；在某个时期有某些工程劳动力不够；机具使用发生矛盾以及发现的设计问题与施工质量问题等。常使施工过程出现复杂和困难的局面，必须随时采取相应的技术和组织措施，调动人力和物力解决主要矛盾，或对项目进行必要调整，以使工程继续进行。一个工程的施工期间常需对进度计划调整多次，调整计划必须了解各个分项工程的主客观条件是否具备，按照该分项需要的工期，还要全盘考虑各项目之间的相互关系，进行统筹安排，以保证工程的均衡节奏和施工总工期。为保证工程质量和节约施工费用，在施工全过程都要严格贯彻各项管理制度。对关键项目，如锅炉水压试验和汽轮机汽缸扣盖等，组织全面检查把好质量关，以保证起动试运的顺利进行。

起动试运 从机组调试开始到移交生产的过程。通过主辅机设备、自动控制系统等的分部试运和整套起动试运行工作，对有关参数及特性等进行调试和整定，消除并解决发现的缺陷和问题，使新安装机组达到安全、经济、稳定运行。该阶段的工作包括电气系统的调试，辅助设备和系统分部试运转，仪表和控制系统的调试，外围的脱硫、脱硝、水、燃料和灰系统调试，整套起动试运行等。对机组交付生产的具体条件，各国规定不同。美国、日本和欧洲国家，多用移交商业运行的方式，即在并网发电后约3个月内对机组进行各种性能试验，要求全部设备及自动化装置全部试验合格，投入运行，并做到施工场地清理完毕，恢复原状。经业主确认符合合同规定要求后移交生产。对300MW及以上机组，应连续完成168h满负荷试运行；300MW以下机组满负荷试运行按72h＋24h两个阶段进行，先连续完成72h满负荷试运，然后停机进行全面检查消缺，消缺后再开机，连续完成24h满负荷试运，进行热态移交。有合同要求的按合同办理。对200MW及以上机组有6个月考核期。在考核期内，由工程建设项目法人负责，组织生产、施工、调试、设计等有关单位，完成机组消缺、完善和达标投产考核工作。涉网特殊试验和性能试验合同单位，应在考核期初期全面完成各项试验工作。

火电厂施工的发展 主要方向是提高工效、保证质量、文明施工、减少现场人员和施工用地及降低工程造价，具体可概括为管理现代化、研究新的施工技术、施工机械化、施工专业化、施工工厂化等五个方面。

（1）管理现代化。火电厂施工中各因素变化多，相互影响大，管理工作复杂。把现代科学技术成果应用于管理工作是其努力方向。如将运筹学用于优化施工总平面布置，用统筹法进行计划和进度管理，用环比法进行施工经济活动分析等。计算机参加管理，建立施工信息控制系统是重要的工作。把各分项工程的进度、物资供应、劳动力安排、机具使用等信息定时输入计算机，用关键路径法程序快速处理，及时供施工调度、进度安排作决策之用，以实施最优化的调度安排，保证工程进度，并使用计算机进行质量控制、进度管理、施工机械管理、电缆敷设管理、资料文件管理、材料管理、预算编制、成本核算等工作，可以对提高工程质量和降低造价起显著作用。

（2）施工新技术研究。包括新的施工方法和新设备安装方法的研究。沿用的施工方法虽行之有效，但不够完善，效率不高，质量也不是尽善尽美，有许多可研究提高之处。如地基处理方法、提高混凝土质量和施工效率的措施、烟囱施工方法、锅炉组合吊装、汽轮机找中心的测量与调整、管道

自动焊接等。由于各国性能好、容量大的新设备不断出现，施工单位必须掌握其构造和特性，研究安装、试验和起动调整的方法及工机具，以保证新设备的安装质量，同时提高施工技术水平。

（3）施工机械化。研究和开发火电建设的专用机械设备，如大、中型起重机械、运输机械、土方机械、混凝土机械等，以提高施工机械化程度，是提高工效的重要方面。其中起重机械是能否完成任务的关键，中小型机械如管道加工机械、电缆敷设机械、焊接设备、无损检测设备等，是提高工作效率和提高工程质量的重要条件。

（4）施工专业化。发展专业化施工队伍有利于专业技术的提高和加速专用机械的研究和开发。要重视技术培训，特别是仪表与控制、焊接、金属监督、装饰等施工专业以及调试专业技术人员的培养，对提高施工质量和缩短工期有很大作用。

（5）施工工厂化。为了减少现场施工人员和施工用地，缩短工期，应尽量做到部件组合化。凡是可以在工厂加工制造的构件、部件、配件都宜在工厂内生产，如管道、钢结构的加工，钢筋、模板、混凝土构件的预制等。

huoli fadianchang shuichuli

火力发电厂水处理　(water treatment in fossil-fired power plant)　采用物理、化学或生物的方法，将火力发电厂的各种生产用水和排水处理到符合相应水质要求的技术。火力发电厂水处理的目的是为热力设备提供合格的供水，预防热力设备结垢、腐蚀和积盐，确保安全生产。同时，对废水进行处理并合理回用，达到节水和废水减排的目的。

火力发电厂水处理包括锅炉补给水处理、凝结水处理、疏水和生产返回水处理、给水处理、炉水处理、水内冷发电机冷却水处理、循环冷却水处理和废水处理。不同用水系统的水质标准不同，采用的水处理工艺也可能不同。随着热力设备参数提高，对锅炉用水水质的要求越来越高，水处理工艺也越来越复杂。废水处理包括酸碱废水处理、含油废水处理、含煤废水处理、灰渣废水处理、主厂房排水、FGD废水处理等。过去火电厂的废水处理以达标排放为目标；自20世纪90年代以来，由于水资源短缺和环保要求的日益严格，废水处理逐渐转向以综合利用为目标，因此对废水处理技术提出了更高的要求。

锅炉补给水处理　在火电厂热力系统的水、汽循环过程中，会因设备和系统的泄漏、排污以及水的蒸发造成水、汽损失。为保持水量平衡，必须向水、汽循环系统补充水量。未处理的原水中（主要有地表水、地下水、海水和中水），含有悬浮物、胶体、有机物以及钙、镁、钠、重碳酸盐、氯化物、硫酸盐和硅化合物等，它们对热力设备均有危害，为此必须尽可能地除去这些杂质。通常是先进行预处理，包括混凝、澄清和过滤（地下水一般只需过滤），去除悬浮物质和部分有机物，然后，再根据锅炉对水质的要求进行软化或除盐。传统的除盐工艺以离子交换为主，只有当采用高含盐量水为水源时，才在离子交换系统之前设置膜分离（反渗透）预脱盐装置。自从20世纪90年代以来，反渗透处理技术取得了较大的突破，应用范围越来越广。大多数水源，即使是含盐量不高（甚至200mg/L左右）都可以采用反渗透预脱盐处理（见锅炉补给水处理）。

凝结水处理　凝结水是锅炉给水的主要组成部分，由于水在循环过程中会受到一定程度的污染，包括冷却水漏入、系统产生的腐蚀产物（在机组起动过程中尤为显著，尤其是空冷机组）等，因此，对给水水质要求很高的直流锅炉和规定需要进行凝结水处理的锅筒锅炉都要进行凝结水净化处理。一般采用前置过滤器去除悬凝物和腐蚀产物，然后通过离子交换净化装置，去除溶解盐类和硅酸等，使凝结水的纯度满足要求。

疏水和生产回水处理　疏水和生产回水都是由蒸汽凝结而成。由于生产过程、冷凝条件等原因，疏水中含有较多的腐蚀产物。在生产回水中，除含有一定量腐蚀产物外，常含有油。一般采用过滤方法（包括磁过滤）回收利用这两种水。已有超临界压力供热机组投产，其回水温度很高。在确定处理工艺时，需要考虑尽可能减少热量的损失。

锅炉给水处理　锅炉给水主要由含盐量很低的凝结水和锅炉补给水组成。虽然给水的纯度很高，但还含有氧气、二氧化碳等溶解气体。在还原性水的运行方式下，由于氧化剂的存在和pH值偏低，易使金属遭受腐蚀。因此锅炉给水要进行除氧和调整pH值，使系统控制在最低腐蚀限界内。

根据氧化性水运行方式能抑制碳钢腐蚀的理论，联邦德国率先对锅炉给水处理除采用了加氧的中性水处理法外，还采用了再加氨调节pH值的联合水处理法。近年来，该技术已在中国电厂直流锅炉推广应用（见加氧处理）。

炉水处理　纯净的给水在锅筒锅炉的高热负荷下不断蒸发浓缩，即使很微量的溶解物质仍会析出沉积物。因此炉水处理，首先是在炉水中加入化学药剂，改变给水带入锅内结垢物质的特性，使之成为松软水渣析出，或使之呈溶解状态，或变为悬浮细粒呈分散状态，通过锅炉排污将其排出锅外。其次，为防止锅内腐蚀和减少蒸汽携带，还要调节炉水的pH值和成分间的适当比例关系。

水内冷发电机冷却水处理　对于水内冷的发电机，为防止水中氧和二氧化碳等对发电机绕组空心铜导线的腐蚀，并控制水的低电导率，需要对内冷水进行适当的处理（包括添加缓蚀剂、离子交换处理）。

循环冷却水处理　为防止凝汽器冷却水在运行中发生沉积物析出（结垢）、腐蚀和生物污染。一般要对循环冷却水进行处理。以前循环浓缩倍率较低，加酸和添加各类阻垢剂是最简单、最普遍的处理措施；近年来为了提高电厂的节水水平，要求更高的浓缩倍率，为此石灰处理、弱酸阳离子交换等软化处理工艺逐渐增多。为了防止凝汽器管发生腐蚀，除了根据冷却水质选用合适的管材外，还在水中添加药剂使铜管内表面形成耐蚀性的异相保护膜。冷却水管路系统和不同材质之间构成的腐蚀，可采用阴极保护。关于生物污染防治，一般采用机械方法和添加杀菌剂（见冷却水处理）。

废水处理　火电厂的废水种类较多，有经常性废水和非经常性废水。按废水所含的杂质类型分，有酸性、碱性、高含盐、高悬浮物、高有机物、含油废水等。为了节约用水，需要对废水进行再利用，为此，应针对不同废水和对处理后的不同用途采用不同方法。对不能再利用的废水，也要进行处理，使之达排放标准，以减少对环境的污染（见废水处

理）。对于环境排放要求严格的地区，甚至要进一步处理并全部回用，以实现废水“零”排放。

huoli fadianchang yibiao yu kongzhi

火力发电厂仪表与控制

（instrumentation and control of fossil-fired power plant） 采用各种必要的仪表、控制装置、控制系统，对火力发电厂的实时生产过程进行监视和控制，并使其安全、经济、高效地运行的技术。测量电厂过程参数使用各种检测仪表和元件；复杂或特定的单项检测、控制等功能由检测或控制装置实现；机组及其辅助设备、辅助车间通常配置多个控制系统，实现监视和控制的功能。随着自动化技术、计算机技术和通信技术的发展，仪表、控制装置、控制系统的性能显著提升，仪表与控制系统已成为火电厂不可缺少的重要组成部分。

20世纪80年代，随着国外设计技术、制造技术和设备的引进，仪表与控制（简称I&C）这一专业术语逐渐得到应用，现已在火力发电领域普遍使用。实际应用中多根据控制对象来设置仪表与控制系统，如汽轮机控制系统、汽轮机监视仪表、辅助车间控制系统等。20世纪90年代，火电厂开始使用独立的顺序控制系统、锅炉炉膛安全监控系统，根据功能来设置仪表与控制系统。

发展历程 20世纪50年代，中国火电机组的锅炉、汽轮机和发电机，都各自在就地或就地控制室设控制表盘，以就地控制方式为主，由运行人员分别进行监视和控制。机组的主要运行参数靠运行人员手动控制。20世纪50年代以后，火力发电厂开始采用单元控制方式，将锅炉、汽轮机和发电机的就地控制表盘集中布置在单元控制室内，由炉、机、电运行人员分别进行监视和控制，但监视仪表和控制装置仍以模拟式仪表和电子管式控制器为主。20世纪70年代电子计算机开始应用（中国于1965年即确定高井电厂3号机组作为应用计算机的试点工程），计算机监视系统逐渐替代组合仪表和模拟式仪表，与单回路调节装置、常规控制装置配合对机组运行状态进行监视和控制，继而应用分散控制系统（DCS）。20世纪90年代以来，大型机组已普遍采用DCS，运行人员在机组控制室操作员站上完成对机组的监视和控制，逐步取消机组控制室内常规的显示仪表、报警装置，火力发电厂真正进入单元机组集中控制阶段。21世纪初，各辅助车间系统的控制系统逐步实现联网，火力发电厂逐步形成了多台机组的锅炉、汽轮机、发电机，全厂各辅助车间、升压站全部在集中控制室进行监视和控制的模式。

主要功能 可概括为监测、连锁和保护、开关量控制、模拟量控制等 。

监测 包括对整个机组运行状态和参数的测量、指示、趋势显示、状态显示、积算、性能计算、参数越限和设备故障时发出信号报警、事故记录和追忆、打印、工业电视等。

连锁和保护 连锁（控制）是当某个参数达到规定值或某个设备起、停（开、关）时，联动或闭锁对另一个设备的控制。保护是用于探测电厂系统内的故障或其他异常工况，并清除故障和终止异常工况，触发信号或指示的措施或功能。保护是保护设备或保护系统的通称，也可用于泛指全部电厂系统内的保护或电厂系统内单个类别的保护，如锅炉保护、除氧器保护等。

开关量控制 采用开关量信号，执行顺序程序，对机组及辅助系统的设备按顺序进行起停控制。

模拟量控制 对被控变量进行连续测量，并将其与参比变量相比较，以影响被控变量，使之调整到参比变量的过程，又称闭环控制。对主机、辅机及各辅助系统中的压力、温度、流量、物位、成分等参数的调节控制都属于模拟量控制。

构成 火电厂仪表与控制的功能主要通过以下系统来实现：①数据采集和处理系统；②模拟量控制系统；③顺序控制系统；④保护连锁系统；⑤辅助设备及辅助车间系统的控制系统。

数据采集和处理系统 对锅炉、汽轮机、发电机及电气系统在生产过程中的参数和设备运行状态进行采集、处理，并提供给运行人员以便对设备及系统进行监控。它的主要功能有数据采集与处理、报警、显示、性能计算、运行操作指导、故障诊断、打印制表、事故追忆和事件顺序记录、历史数据存储等。

模拟量控制系统 主要包括机炉协调（主）控制系统、锅炉模拟量控制系统、汽轮机控制系统和旁路控制系统。

（1）机炉协调（主）控制系统。根据负荷调度命令、电网频差信号，在单元机组所能承受负荷能力的情况下，对锅炉控制系统和汽轮机控制系统发出指挥控制的指令。系统还可按负荷要求和机组的运行状况采用协调、机跟炉、炉跟机和手动运行方式。系统不仅有调节控制功能，还具有逻辑判断功能，当主设备或辅助设备发生故障或异常时，发出必要的连锁保护动作指令。

（2）锅炉模拟量控制系统。锅炉模拟量控制系统主要包括给水控制、燃料量控制、送风控制、炉膛负压控制、过热汽温和再热汽温控制等系统（见锅筒锅炉模拟量控制系统、直流锅炉模拟量控制系统）。当锅炉、汽轮机、发电机组按单元控制方式运行时，习惯上把锅炉模拟量控制系统作为单元机组协调控制子系统来考虑。

（3）汽轮机控制系统。实现汽轮机各种运行工况自动控制的总称，即自动维持汽轮机转速和功率或发电机的功率和频率在指定值的自动控制系统。汽轮机控制系统有机械式和电液式之分，电液控制系统有数字式和模拟式之分。

（4）旁路控制系统。机组旁路系统的自动投、切控制，以及旁路出口蒸汽压力、温度模拟量控制系统的总称。

顺序控制系统 对控制对象按一定规律（输入信号条件顺序、动作顺序或时间顺序）进行控制的系统，又称两位式控制系统或开关量控制系统。火电厂中顺序控制系统包括机、炉、电、主要辅机和设备的顺序控制系统，辅助车间系统的控制系统（如输煤系统、锅炉吹灰系统、锅炉补给水处理系统、除灰除渣系统等的顺序起停控制）。

保护连锁系统 主要功能有：锅炉总燃料跳闸（MFT），汽轮机跳闸，汽轮机防进水保护，辅机保护（如风机喘振、辅机轴承温度过高等）跳闸，快速切除负荷（FCB），快速甩负荷（RB），机炉电大连锁（机炉电单个设备故障、联跳其他设备装置）。（见炉膛安全监控系统、汽轮机保安系统）

辅助设备及辅助车间系统的控制系统 辅助设备控制系统对机组的辅助设备进行监测、控制，如高压加热器和低压

加热器疏水的控制、除氧器水位与压力的控制、润滑油压和油温等的控制等。辅助车间系统的控制系统主要包括输煤控制系统，锅炉除灰除渣控制系统，锅炉补给水处理控制系统，循环水控制系统，废水处理（工业和生活废水）、燃油泵房、氢气站、空气压缩机站的控制系统等，简称为辅助车间控制系统。

采暖通风系统、火灾报警及消防控制系统具有一定的特殊性，其控制设备常常是独立的，且选用的设备与辅助车间控制系统不同。

展望 随着计算机和通信技术的发展，仪表、装置、控制系统不断更新换代，向着智能化、网络化的方向发展。

（1）控制系统及仪表设备进一步智能化。控制系统更加开放，应用广度拓宽，工业无线通信技术、各种优化软件将得到应用。2012 年 3 月，上海临港燃气电厂一期工程的 4 台机组投产，共应用了 100 多台无线仪表，是当时中国应用无线仪表最多的火力发电厂。

（2）控制系统除采用功能分散设计外，将利用各种手段实现物理分散布置。机组的集中控制室在监控机组的数量上和布置位置上，方案趋于多样化。

（3）机组和辅助车间将广泛应用计算机和通信技术实现全厂高度集中控制，随着辅助车间实现无人值守，运行人员将大幅度减少。

（4）为适应电厂节能减排和新的工艺系统（如脱硝系统）的运行控制，使用新的检测仪表和控制功能。

huoli fadianchang yibiao yu kongzhi sheji

火力发电厂仪表与控制设计 （instrumentation and control design of fossil-fired power plant） 火力发电厂热力设备、电气设备及有关系统所需的检测仪表、控制系统、控制方式等的设计，也称仪表和控制设计。进行火力发电厂仪表与控制设计时，应结合工程的特点，经过技术经济比较，确定自动化水平和控制方式；对锅炉和汽轮机及其辅助设备、除灰渣系统、供水系统、补给水处理系统、燃油系统等，配置具有检测显示、模拟量控制、顺序控制和保护等功能的控制系统和现场仪表，并按照性能价格比优选设备；进行原理图和控制室、电子设备间及现场监控设备的安装和布置设计。

设计阶段及内容 在项目的可行性研究阶段开始仪表与控制设计工作，不同的设计阶段，设计内容、侧重点各不相同。

（1）项目可行性研究阶段。提出电厂拟选择的自动化水平、机组和辅助车间的控制方式，确定锅炉、汽轮机配套提供仪表与控制设备的原则。

（2）初步设计阶段。确定电厂的自动化水平，单元机组和辅助车间的控制方式及控制系统方案，各控制系统功能，控制室及电子设备间布置，主要仪表和控制设备类型，主要电缆通道的位置；根据工程具体情况，还应对方案比选，采用新技术、新设备等相关问题，提出专题报告，为初步设计审查提供必要的设计方案论证。

（3）施工图设计阶段。根据初步设计审查意见，完成 PID 图、控制室布置图、电子设备室布置图、电源/气源系统图、控制设备原理图、控制设备接线图、仪表导管接管图、设备及材料清册、电缆敷设、设备编码等设计工作。

（4）为满足施工和设备采购，需完成设备布置设计（包括集中控制室内的控制台、辅助盘布置，控制室面积和位置确定，电子设备间的机柜位置布置设计，现场的接线端子柜和电源分配柜的布置），原理图设计（包括控制框图、逻辑图），控制接线图设计［控制接线图（CWD）是用于电动机、电动阀、执行机构的实际连线图］，电缆通道及电缆敷设设计，电源分配图设计（包括不停电电源及交流和直流电源的配电图），以及仪表气源图设计等。还需编制仪表、控制装置、控制系统的技术规范书，选择和开列现场仪表、元件、控制设备、电缆、仪表阀门和导管。

各设计阶段中，还需就相应的投资、技术规范书、电源/气源容量、布置尺寸等内容与各专业、设备供货商配合并提交/取得资料。

设计技术原则 在进行全厂控制点设置，机组自动化水平设计，集中控制室设计，主要辅助车间自动化水平设计，机组控制系统设计，电源、气源系统设计，以及监控设备选用时，应遵行一定的技术原则。

全厂控制点设置原则 控制某个工艺系统或多个工艺系统的地点称为控制点。控制点可以设控制室，也可以不设。控制点分有值班人员和无值班人员两类，无值班人员控制点通常不设控制室。

根据电厂条件确定控制点的数量。对于机组容量大于 125MW 的燃煤电厂，按照适当集中管理、减少人员的原则，一般设两类共 4 个控制点：①主厂房内的集中控制室（一般两台机组设一个）；②主厂房外的运煤控制室；③全厂除灰渣控制室（包括脱硫系统的控制）；④水处理系统控制室。21 世纪初新设计的电厂，通常只设集中控制室这一个控制点，主厂房外的控制点变成用于起动、调试和事故处理的临时控制点。其他的辅助系统如制氢系统、仪表空气和厂用空气系统、废水处理系统等，根据物理位置相近、性质相似的原则分别纳入上述控制点管理。循环水泵控制纳入机组分散控制系统，不算一个单独的控制点。

机组自动化水平设计原则 对于 125MW 及以上的单元机组，一般是机、炉、电集中控制，每台单元机组由 3 人管理，1 人作为主要值班员、2 人作为助手，利用机组的监视和控制系统完成机组的起动、运行和事故处理工作。从 20 世纪末期开始，单元机组的监视和控制都采用分散控制系统。

集中控制室设计原则 一般两台相同容量的机组共用一个集中控制室，控制室通常布置在与两台机组距离适中的位置，或位于两台锅炉之间的控制楼内，作为监视和控制的中心。电子设备间与集中控制室一般毗邻布置，并采用具有除尘功能的空调设施，保证室内温度和湿度符合仪表和控制装置的使用要求。集中控制室内安装人机接口设备，包括用于监视和控制的操作员站、屏幕显示器及其他设备。运行人员可以利用人机接口设备监视整个机组的设备和工艺系统的运行状态，并对各个设备进行操作。集中控制室中还装有其他监控设备，如火灾报警盘等。在集中控制室内一般设有值长台。在电子设备间安装分散控制系统机柜、汽轮机数字电液控制系统机柜、发电机控制和继电保护柜等。［见集中（单元）控制室］

主要辅助车间自动化水平设计原则　20世纪末，运煤、除灰、补给水处理系统一般分别设有单独的控制室，每个控制室由2～3人值班；一般采用可编程逻辑控制器实现工艺系统的逻辑控制，上位机实现监视和设备操作。21世纪初，又发展出与机组在集中控制室合设控制点的新的控制室方案。在集中控制室合设控制点时，由2～3人值班，完成运行管理。辅助车间控制系统采用逻辑控制器或分散控制系统。

机组控制系统设计原则　当采用分散控制系统时，其基本功能包括数据采集和处理、模拟量控制、顺序控制、锅炉炉膛安全监控；通常，旁路、吹灰系统等控制功能也纳入分散控制系统。进入21世纪后，通常将汽轮机数字电液控制系统与分散控制系统设计成一体化系统。结合机组容量确定集中控制室人机接口设备的数量（4～6台操作员站及大屏幕显示器）；结合工艺系统方案确定是否设置分散控制系统公用控制网络或公用分散控制系统；划分基本的控制和保护功能、软硬件配置要求。

电源和气源设计原则　电源是仪表、控制系统、控制设备等的动力，直接关系到仪表与控制系统的可靠性，是保证机组安全运行的基本条件。通常要求由具有稳压、稳频功能的交流不停电电源系统向重要的仪表、设备、信息系统装置供电。

气源是气动执行机构等的动力，要求提供无油、无水、无尘的专用洁净空气。通常用不锈钢管、紫铜管或特殊塑料管连成供气网络，经减压过滤后向气动设备供气。

监控设备选用原则　从20世纪末期开始，125MW以上机组的控制系统全部采用分散控制系统，可选用合资或国产设备；可编程逻辑控制器及其监控软件全厂需统一；大部分执行机构、保护用开关量仪表、大部分变送器可选用合资或进口产品。

huoli fadianchang yunxing

火力发电厂运行　（operation of fossil-fired power plant）　为完成火力发电厂燃料从化学能到电能的转换过程所必需的设备运转和保障行为，目的是达到连续或按负荷需要向电网供应可靠的、符合质量（规定频率和电压）要求的电能。一般用设备的可靠性（见火力发电厂可靠性管理）和经济性（见运行技术经济指标）的有关指标来衡量火电厂运行总体质量水平。火电厂生产过程是一个综合系统工程，包括安全管理、生产经营管理、生产技术管理、运行管理、检修管理、运行技术、检修技术、技术监督、人员培训等。

安全管理　以国家和行业的安全管理标准为目标，对人身、设备本身以及对人员的生产活动进行安全监督；制定并监督实施各项安全措施和反事故措施；经常进行安全教育和定期对设备进行安全性评估，以建立牢固的安全基础。

生产经营管理　是电厂管理的核心，以降低发电成本为宗旨。其内容包括：计划经营管理（含电力营销、合同、保险等）、物资经营管理和燃料经营管理等。生产经营管理和劳动人事管理、财务管理共同构成电厂的经营管理体系。

生产技术管理　是电厂管理的主要内容，除运行、检修和技术监督各项管理外，还包括计划、可靠性、信息、燃料、水务、节能、设备管理等内容，尤其是可靠性管理、燃料管理对于指导、保证安全生产和经营效益具有重要意义。技术管理工作始于生产准备阶段。

运行管理　发电设备的运行必须遵循严格的科学规则，锅炉、汽轮机（包括燃气轮机）、发电机及其相关设备和系统在起动、运转、停用、备用过程中需要的操作、监测、检查、异常和事故处理步骤和方法都由相应设备的规程予以规定。为执行这些规程，必须同时配套各种运行管理制度。

检修管理　发电设备在运转过程中产生的部件磨损、缺陷和故障必须及时处理和消除，通过定期预防性检修、状态检修（预知检修）、故障检修和设备改造、改进等方法来保持、恢复、提高设备的运行技术经济性能和可用率，保护和延长设备寿命，并通过加强管理，有效地降低检修费用。为此必须应用正确的检修管理方法和建立各种检修规章制度。

运行技术　发电设备的运行，包括各种运行状态和各种运行方式的转换、正常的调节、各种试验以及设备异常或故障，都需要按照正确的规则、步骤、方法来进行操作、分析和处理，否则可能发生误判断、误操作，造成设备停用，甚至导致人身或设备损坏事故的发生，扩大为系统事故。各种设备运行状态（检修状态、冷备用状态、热备用状态、停用状态、运行状态等）之间有各自的界定；各种运行方式（例如机组的中压缸起动、最低出力运行、停机不停炉、带厂用电运行；机组的定压运行、变压运行、调峰运行；电气的旁路母线运行方式、零起升压方式、电气接地方式等）都有其技术依据和技术要求。应正确理解和熟练掌握这些技术，并根据这些技术依据和要求，分别制定相应的操作和处理规程，同时不断研究可能发生的各种新方式和特殊方式，制定相应的规则，指导运行操作。

检修技术　发电设备的检修是各种相关检查和修理技术的集中应用，目的是缩短检修时间、确保检修质量和最大限度地节省检修费用。检修技术水平体现在检测（检查）技术的提高（见状态检修）、高效率工具的开发应用、新材料的使用、对于科学合理的检修工艺（包括新工艺）规程的正确执行，以及检修队伍及个人的整体技术素质。应通过培训，不断接受新技术、掌握新方法，提高检修技术水平。

技术监督　在电力规划、设计、建设及发电、供电、用电全过程中，以安全和质量为中心，依据国家、行业有关标准、规程，采用有效的测试和管理手段，对电力设备的健康水平及与安全、质量、经济运行有关的重要参数、性能、指标进行监测与控制，以确保其安全、优质、经济运行。技术监督是技术管理的重要内容，包括绝缘监督、金属监督、寿命管理、锅炉压力容器监督、化学监督、热工控制监督、电测仪表监督、计量监督、能源监督、环境保护监督、继电保护监督、汽轮机监督等。

人员培训　现代大容量、高参数发电机组和高自动化控制水平的发展和应用，要求配备具有多专业知识的全能值班员和技术全面的检修人员，也要求有掌握多专业知识的工程技术人员，因此，人员的培训在发电厂运行中具有重要作用。除有计划、有针对性地进行多专业培训外，尤其要充分运用仿真机的功能，对运行人员进行反复、定期的上机培训，提高其正常操作水平和异常分析、事故处理的能力；对有关管理和检修人员也可以通过仿真机培训，提高工作效

率。加强人员培训是电厂劳动人事管理的重要内容之一，是提高员工整体素质和开发人力资源的有效手段，也是降低电厂每兆瓦用人数，提高劳动生产率的有效措施。

huoli fadian jizu dongtai texing

火力发电机组动态特性 (dynamic characteristics of fossil-fired power unit) 火力发电机组运行时，各输入量和输出量之间的动态关系。掌握火力发电机组的动态特性，对于指导运行和设计自动控制系统都是十分重要的。

动态特性的描述 火力发电机组的输出量一般是表征生产过程正常运行的物理量，而输入量则是引起输出量发生变化的各种原因。一个输入量和一个输出量之间的关系，可用图1所示方框图来表示。

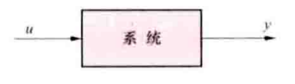


图1 单输入、单输出系统的方框图
u—输入量；y—输出量

系统的动态特性常用微分方程式、传递函数、频率特性、状态方程和阶跃响应等表达。

微分方程式 线性常微分方程是表达线性定常系统动态特性的基本方式，即

$$a_n\frac{\mathrm{d}^n y}{\mathrm{d}t^n}+a_{n-1}\frac{\mathrm{d}^{n-1} y}{\mathrm{d}t^{n-1}}+\cdots+a_1\frac{\mathrm{d}y}{\mathrm{d}t}+a_0 y$$
$$=b_m\frac{\mathrm{d}^m u}{\mathrm{d}t^m}+b_{m-1}\frac{\mathrm{d}^{m-1} u}{\mathrm{d}t^{m-1}}+\cdots+b_1\frac{\mathrm{d}u}{\mathrm{d}t}+b_0 u \quad (1)$$

式中 y 为输出量，时间 t 的函数；u 为输入量，时间 t 的函数；$a_n, a_{n-1}, \cdots, a_1, a_0, b_m, b_{m-1}, \cdots, b_1, b_0$ 为常数，$n \geqslant m$。

传递函数 在零起始条件下，对式（1）进行拉普拉斯变换，得

$$Y(s)=W(s)u(s) \quad (2)$$

或

$$W(s)=\frac{Y(s)}{U(s)}=\frac{b_m s^m+b_{m-1}s^{m-1}+\cdots+b_1 s+b_0}{a_n s^n+a_{n-1}s^{n-1}+\cdots+a_1 s+a_0} \quad (3)$$

式中 $W(s)$ 为系统的传递函数；s 为拉普拉斯算子。

频率特性 用 $s=\mathrm{j}\omega$ 代替传递函数 $W(s)$ 中的 s，得到频率传递函数 $W(\mathrm{j}\omega)$。$W(\mathrm{j}\omega)$ 可写成

$$W(\mathrm{j}\omega)=M(\omega)e^{\mathrm{j}\theta(\omega)} \quad (4)$$

式中 $M(\omega)$ 与频率 ω 的关系称为幅频特性；$\theta(\omega)$ 与频率 ω 的关系称为相频特性；j 为虚数 $\sqrt{-1}$。

幅频特性和相频特性共同表示频率特性。

状态方程 式（1）用 n 阶微分方程表达的单输入单输出系统用 n 个一阶微分方程式联列表示。用矩阵形式表示为

$$\left.\begin{aligned}\dot{\underline{X}} &= \underline{A}x+\underline{b}u\\ Y &= \underline{C}x+Du\end{aligned}\right\} \quad (5)$$

式中 $\underline{\boldsymbol{X}}=[x_1 x_2 \cdots x_n]^T$ 为 n 维列向量，T 表示转置，x_i 为状态变量，$i=1, 2, \cdots, n$；$\underline{\boldsymbol{A}}$ 为 $n\times n$ 系数矩阵；$\underline{\boldsymbol{b}}$ 为 n 维系数列向量；$\underline{\boldsymbol{C}}$ 为 n 维系数行向量；D 为系数。

阶跃响应 当系统的输入量和输出量都稳定不变时，在某一时刻 t_0，输入量作阶跃式变化，从 t_0 开始输出量随时间的变化过程。设已知系统的传递函数 $W(s)$，则有

$$h(t)=L^{-1}\left[W(s)\frac{1}{s}\right] \quad (6)$$

式中 $h(t)$ 为系统的单位阶跃响应函数，即当输入量为单位阶跃函数时，输出量随时间变化的函数，当用曲线形式表示时，称为单位阶跃响应曲线，也称单位飞升曲线。

用阶跃响应测试系统的动态特性是工业生产上常用的方法。

火力发电机组是多输入多输出的系统，即其中一个输入量的改变会引起几个输出量改变，而每个输出量都受几个输入量改变的影响。但就一对输入量和输出量而言，其阶跃响应曲线一般如图2所示，分为有、无自平衡能力的两类。

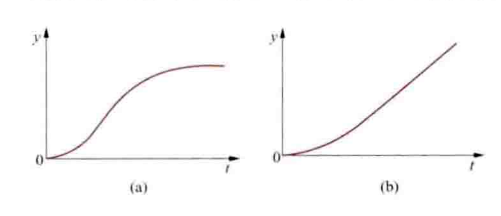


图2 热工对象的两类典型阶跃响应曲线
(a) 有自平衡能力；(b) 无自平衡能力

建模 系统动态特性的数学描述也称为系统数学模型，获得系统的数学模型称为建模。建模方法有理论建模和试验建模。

理论建模 也称分析建模。根据设计资料，用物质平衡、能量平衡等基本物理规律建立系统的数学模型。由于火力发电机组十分复杂，要做必要的简化和假设才能得出近似的数学模型。

试验建模 通过对生产过程的现场试验，取得各输入量、输出量的数据，然后对数据分析、整理，得到数学模型。试验建模的过程也称辨识。常用阶跃试验方法以获得火力发电机组的动态特性。

huoli fadian ranliao goucheng

火力发电燃料构成 (fuel composition of fossil-fired power generation) 火力发电燃料消耗中煤、油、天然气等各种燃料在化石燃料消耗中所占的比重。各国火力发电燃料构成及变化规律不完全相同，主要取决于其燃料资源、燃料政策、能源技术发展水平，还受国际能源市场燃料供应、价格情况及环境保护要求等因素的影响。

随着社会的进步及全球化趋势的发展，用于发电的能源消费在能源总消费中所占比例日益提高，但发电用能源的构成则在不同历史时期会发生变化。进入20世纪70年代后，核电技术快速发展，全世界火电比重明显下降；20世纪70年代世界上发生两次石油危机后，全世界油气用于发电的比重有所下降；而20世纪80年代国际石油市场油气价格下降，再加上各国对环境保护的要求日渐提高以及燃气轮机技术的发展，使全世界油气用于发电的比例不断提高；进入20世纪90年代后，由于天然气资源的大量开发，全世界天然气用于发电的比例发展更快。图1给出了世界发电能源构成及

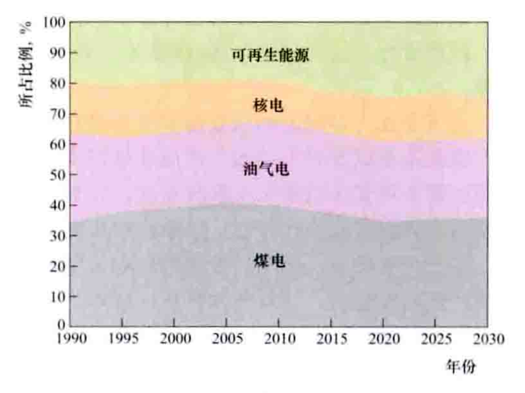


图1 世界发电能源构成及变化趋势预测
数据来源：为美国能源部信息局（EIA）。

变化趋势预测。由此可见，在火力发电燃料构成中，煤炭在世界发电能源中仍占据主导地位。

中国的火力发电以煤为主要燃料。根据中国能源资源的特点，中国火力发电燃料构成中，天然气发电的比例将逐步增加，但在较长时期内仍将以煤为主。图 2 给出了中国发电能源构成及变化趋势预测。

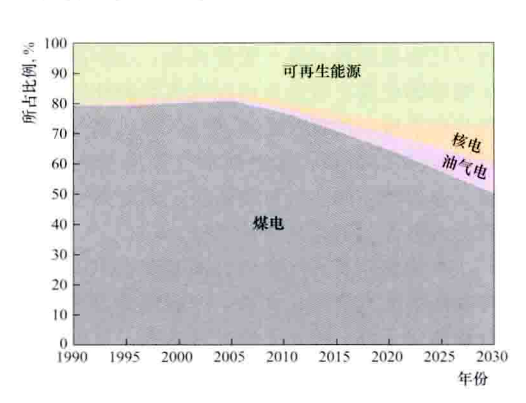


图 2 中国发电能源构成及变化趋势预测

huoyan fushe

火焰辐射

(flame radiation) 燃料燃烧时生成的火焰所具有的辐射特性。它是高温下气体辐射的一种特例，因此火焰辐射具有气体辐射的一切特点，如对波长的选择性，以及发射和吸收辐射过程的容积性特点等。

火焰一般是由高温的双原子气体（如 N_2、O_2、CO 等）、三原子气体（如 CO_2、H_2O、SO_2 等）以及悬浮固体粒子（炭黑、飞灰、焦炭粒子等）所组成。其中 N_2、O_2 等基本是透明的，没有辐射能力，CO 的含量很低，辐射能力可忽略。燃料燃烧的火焰主要由三原子气体、灰粒和焦炭粒子承担发射和吸收辐射的功能，可分为不发光火焰和发光火焰。不发光火焰中具有辐射能力的物质主要是 H_2O 和 CO_2；因为炭黑的辐射能力比 H_2O、CO_2 等成分的辐射能力大 2～3 倍，所以燃料燃烧发光火焰的主要辐射物质是炭黑。

当波长为 λ 的单色辐射能束通过气体层时，沿途的气体吸收使能束的单色辐射强度（I_λ）发生与当地的 I_λ 值和射线行程 S 成比例的减弱，即 $dI_\lambda = -k_\lambda I_\lambda ds$。式中比例系数 k_λ 称为单色减弱系数，它取决于气体的种类、密度和波长。若穿透气体层前的 $I_\lambda(0)$ 已知，k_λ 为常数，则穿过厚度为 S 的气体层后的辐射强度为：$I_\lambda(S) = I_\lambda(0)e^{-k_\lambda S}$。这表明单色辐射强度在吸收性气体中传播时按指数规律衰减。火焰介质的单色吸收率，即单色黑度为 $\varepsilon_\lambda(S) = 1 - e^{-k_\lambda S}$。

火焰辐射计算是要确定所有方向上辐射线在其界面各处单位面积的辐射能通量，因此要求得到不同方向上的平均射程 $\overline{S}$。研究表明，工程上的 $\overline{S}$ 可由近似算式 $\overline{S} = 3.6V_g/F_g$ 求得，式中 V_g、F_g 为参与吸收的气体容积和边界表面积。火焰总减弱系数（k）近似地认为等于 CO_2、水蒸气和飞灰、焦炭粒子等减弱系数的总和。如把火焰看作灰体，则火焰的总黑度 $\varepsilon_g = 1 - e^{-k_\lambda \overline{S}}$。

参考书目

刘伟，周怀春，杨昆，等．辐射介质传热．北京：中国电力出版社，2009.



IGCC kongqi fenli xitong

IGCC 空气分离系统 (air separation unit of IGCC, ASU) 生产整体煤气化联合循环(IGCC)中气化和物料输送所需要的氧气和氮气等产品的装置和系统。一般地,IGCC 空气分离系统采用低温深度冷却的方法将空气液化,利用空气中各组分物理性质不同的特点,再经过精馏,分离出氧气、氮气,也可同时提取氩气等有用气体。其最低工作温度一般为-196.2℃(77K),所得气体产品的纯度可达99.99%。制取的氧气作为气化炉的气化剂,氮气作为煤粉输送等其他用途。

原理 空气的临界温度为-140.6℃,因此要使空气液化就必须将空气冷却到该温度以下,具体液化温度还与压力有关。在压力为0.101MPa时,O_2 的沸点为-182.7℃,N_2 的沸点为-195.4℃。相同压力条件下,氮的饱和温度要比氧的饱和温度低。也就是说,氮与氧相比,更容易气化,是易挥发气体。当温度较高的氧、氮二元饱和蒸气与温度较低的二元饱和液体互相均匀混合时,两者之间相互传热,蒸气中沸点较高的氧就会冷凝进入液相中,液体中沸点较低的氮则蒸发到气相中去,最后达到平衡时,气相中的氮组分增加而液相中的氧组分增加,最终实现两种组分的分离。

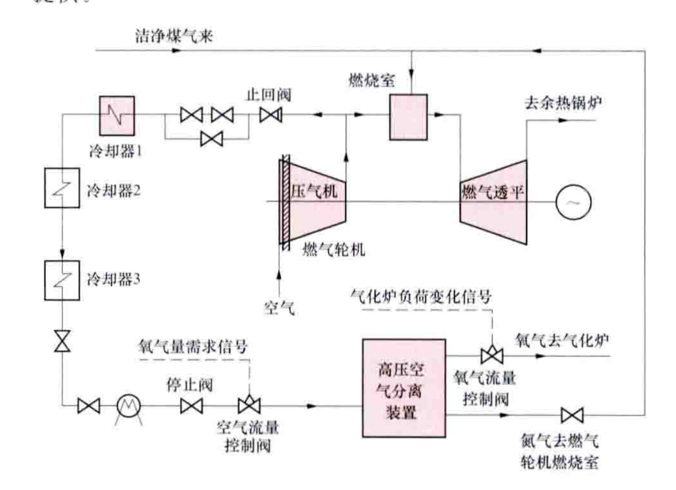
主要设备及流程 IGCC 空气分离工艺流程形式较多,一整套空气分离系统通常包括:空气过滤系统、空气压缩系统、空气预冷系统、分子筛纯化系统、分馏塔系统、粗氩塔系统、液体储存及汽化系统、仪控系统等。空气首先进入自洁式空气过滤器,除去灰尘和其他颗粒杂质,进入原料空气压缩机,压缩后的空气经冷却塔冷却后,进入分子筛纯化系统。出纯化系统的空气分为几部分:一部分直接进入低压换热器冷却到饱和温度后进入分馏塔;另一部分通过空气增压机进一步压缩。其中,一股从空气增压机中间抽出经过膨胀机增压端的压缩,进入主换热器冷却,再经膨胀机膨胀后进入分馏塔;另一股从空气增压机末级排出,进入主换热器冷却后,节流降压进入分馏塔。在分馏塔中,液化空气被分离为氮、氧或氩组分。

纯度高的氮气从分馏塔顶部抽出,纯度不高的氮气从分馏塔上部抽出,分别经过过冷器冷却,主换热器后送往用户。液氧从分馏塔上塔底部抽出,部分液氧作为产品送至储存系统,另外一部分由液氧泵压缩,然后在主换热器中与高压空气进行热交换,后得到高压氧气产品。氩馏分从分馏塔上塔中部抽出,经粗氩塔精馏后,在其顶部产生工艺氩。

分类 IGCC 空气分离系统有多种类型:①根据空气分离塔操作压力,可以分成高压空气分离系统、低压空气分离系统;②根据空气分离增压机和膨胀机中流动的介质,可分为空气膨胀流程和氮气膨胀流程;③根据氧气压缩机或液氧压缩泵的配置,可分为内压缩流程和外压缩流程;④根据空气分离系统中的氮气是否回注,分为氮气不回注和氮气回注(燃气轮机)流程;⑤根据空气分离系统所需原料空气的来源,分为独立的空气分离系统、部分整体化的空气分离系统和完全整体化的空气分离系统。

整体化和特点 空气分离系统在IGCC电厂的应用特点与其他系统配置密切相关,一般可分为完全整体化系统、部分整体化系统、独立系统三种形式,要求分离出氧气纯度也不相同。

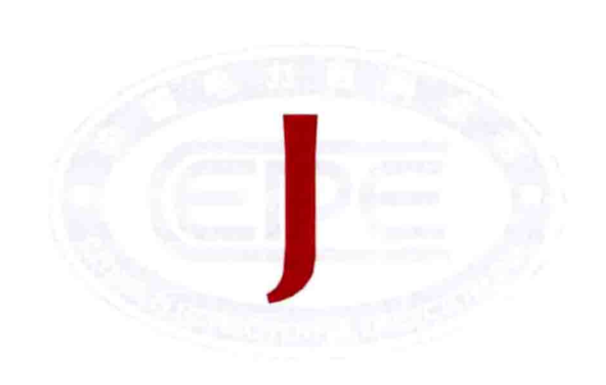
完全整体化系统是指空气分离系统所需要的原料空气全部从燃气轮机压气机中抽取,如图所示。部分整体化系统是指由燃气轮机压气机和独立的空气压缩机共同向空气分离系统供应原料空气。独立系统是指空气分离所需要的原料空气全部来自大气环境中,由一台专门设置的空气分离压缩机提供。



IGCC 空气分离系统示意图

世界上典型IGCC电厂中,美国瓦巴什河(Wabash River)IGCC电厂和坦帕IGCC示范电厂采用独立系统。荷兰布格能(Buggenum)IGCC电厂和西班牙普埃托拉诺IGCC示范电厂采用完全整体化系统。根据气化工艺要求,空气分离系统的氧气纯度也有所不同,如瓦巴什河电厂、坦帕电厂、布格能电厂均选择95%的氧气纯度,而普埃托拉诺电厂选择85%的氧气纯度。

选择和优化 IGCC电厂中空气分离系统的选择和优化取决于多种因素,包括:气化炉系统的氧气和氮气纯度、压力;燃气轮机压气机出口空气以及回注氮气的流量和压力;电网变负荷的要求等。其整体优化方案,不仅与燃气轮机压气机的压力、高温空气显热利用等因素有关,还与空气分离系统中热量利用、回注氮气压力、氮气纯度等因素有关。同时也考虑其他系统热量、冷量和含湿量的优化利用。机组负荷特性及燃气轮机的控制策略也是影响IGCC空气分离系统整体化方案的重要因素。



jixieliang jiance

机械量检测 (mechanical parameter measurement)

测量物体尺寸、力、重量、转矩、位移、速度、加速度和振动等参数。火电厂中需检测的机械量主要是汽轮机的运转状态，也包括大型风机和水泵的运转状态。这些运转状态包括位移测量、轴状态测量和转动状态测量。

位移测量　其中包括：①汽轮机转子的轴向位移，采用的检测元件是涡流传感器或差动电感、差动变压器(LVDT)；②汽轮机缸体与转子间的膨胀差，它们之间的位移量较大，多采用涡流传感器或差动电感、差动变压器来测量；③汽轮机的汽缸相对于基础会产生热膨胀，它的位移较大，多采用差动电感或差动变压器来进行测量。

轴状态测量　其中包括：①汽轮机轴的挠度（偏心度），采用的检测元件是涡流传感器，它的测量线圈靠近伸出前轴承外高压转子轴自由端上的突缘。测量线圈与突缘之间的距离变化就可求得轴挠度。它的测量范围为 0～500μm（峰-峰）。②轴承振动和轴振动，轴承振动检测元件多采用磁电式（或压电式）速度或加速度传感器，轴振动检测元件多采用非接触式涡流传感器。轴承振动的测量范围约为 0～100μm（峰-峰），轴振动的测量范围约为 0～300μm（峰-峰）。

转动状态测量　其中包括转速测量和升速率（角加速度）测量，采用的传感器有磁电式转速传感器、涡流传感器或磁敏电阻式传感器。汽轮机轴上装一个圆周上有 60 齿的测量盘，测量探头安装在测量盘的径向。旋转时测量盘上的齿顶和齿根轮流经过传感器，使通过传感器的磁通发生变化，传感器就输出脉冲序列，脉冲的重复频率与轴的转速成正比。采用数字式频率计测量该脉冲序列就可显示轴转速。汽轮机转速表的测量范围一般约为 0～5000 r/min。其中磁电式转速传感器在测量转速为 30r/min 以下时处于磁滞区，很难测准。火力发电厂中必须测量汽轮机运行时的转速，汽轮机甩负荷时可能引起超速而损坏汽轮机，因此转速表中还设有越限报警装置。汽轮机停机过程中必须测量其零转速，以便及时投入盘车装置。对转速信号求导就可得到升速率（加速度），汽轮机起动升速过程中，升速率是最重要的控制指标。升速率的测量范围约为 $0\sim\pm500\mathrm{r/min^2}$。

由于机械量直接关系到汽轮机的安全运行，所以其中一些重要的机械量往往还具有越限报警甚至跳闸功能。超声波、核辐射、微波和激光等新技术引入机械量检测仪表后，很多难以检测的机械量也逐渐能够检测，而且提高了机械量测量的精确度，扩大了仪表的测量范围，使仪表的性能更趋完善。

见汽轮机监视仪表。

参考书目

西安热工研究所．热工技术手册 第5卷 热工仪表与自动化．北京：中国电力出版社，1999.

jizu huaxue qingxi

机组化学清洗 (chemical cleaning of units)　在火力发电机组设备和系统的制造、运输、存放、安装和长期运行过程中，其容器和管道的内壁会产生氧化皮、焊渣、油污、腐蚀结垢和其他杂物等，通过化学清洗，能够使机组热力系统的受热面内表面清洁，并形成一层保护钝化膜，防止因腐蚀和结垢引起机组运行故障，提高机组的热效率和改善水汽品质，确保机组顺利投产和安全经济运行。

见锅炉化学清洗。

jizu kuaisu jianfuhe shiyan

机组快速减负荷试验 (runback，RB)　当机组主要辅机发生故障跳闸引起机组实际输出功率低于给定负荷值时，控制系统将负荷快速降低到机组实际所能达到的出力，使机组在允许参数范围内稳定运行。

试验内容　一般包括空气预热器、送风机、引风机、一次风机、磨煤机、汽动给水泵等项目。RB 控制回路由机组最大可能负荷计算回路、RB 判断回路、RB 速率产生回路三部分构成。每项 RB 功能都有单独的最大允许负荷、减负荷速率计算及处理过程，以匹配设备及其运行特性。RB 工况发生后，应检查机组是否根据 RB 的设计逻辑进行动作，监视机组主要参数，如主要辅机电流、功率、给水量、煤量、风量、汽水系统温度和压力等。锅炉主控的输出将跟踪最大允许负荷值，并按 RB 预先设置的速率减少燃料量、送风量和给水量，以达到快速减负荷的目的；汽轮机主控处于汽轮机跟随方式，按滑压曲线自动控制主蒸汽压力；其他调节系统仍然处于自动调节方式，通过前馈、超驰等各种功能继续维持运行参数的稳定。除磨煤机 RB 工况外，其他辅机设备发生 RB 工况时，炉膛安全监控系统（FSSS）将按预先设定的顺序和间隔时间停运部分制粉系统。为保证 RB 工况发生后锅炉稳定运行，有时需要点燃相应层油枪助燃。

试验条件　①机组负荷大于 70%BMCR，各种运行参数和状态正常，主要辅机无设备故障；②燃料主控，送风、引风、一次风压力，给水等调节系统应投入自动控制方式；③汽轮机控制应处于主蒸汽压力控制方式；④各自动调节系统均经过阶跃扰动和变负荷试验验证，调节品质良好；⑤机组各种连锁保护系统均试验合格，控制逻辑、保护定值正确并已全部投入；⑥与 RB 功能有关的辅机设备单台运行最大出力已经过验证；⑦RB 控制回路已经过试验验证，控制逻辑和参数正确并已投入；⑧运行方式经过考验，能在各种协调方式间无扰切换。

jizu kuaisu qiechu fuhe shiyan

机组快速切除负荷试验 (testing of fast cut back，FCB)　当外部电网发生故障，电厂与电网解列，瞬间

甩掉全部对外供电负荷时，通过机组自动控制系统的快速、有效调整，使系统和设备维持参数不超限、保护不动作、发电机带厂用电运行（孤岛运行）的自动控制功能。

试验目的　主要有：①机组能在电网故障时，保证机组运行参数不超过安全定值，能在短时间内恢复机组正常工况，减少事故损失。②机组在热态下重新起动升负荷可节省时间和能耗，降低运行成本。③减少机组停机次数，降低设备损耗，延长机组使用寿命。

试验条件　FCB的实现，取决于热力系统设备的设计和配置，以及控制系统的性能：①配置足够容量的大旁路，一般应配置100%的高压旁路和不低于50%的低压旁路，并且在正常运行中处于热备用状态；②辅机设备：凝结水补水泵、凝结水泵容量的设计应考虑100%FCB时低压旁路的减温水量；除氧器水箱的容量能维持数分钟锅炉最大连续蒸发量工况的给水量；③辅汽、除氧器、汽动给水泵的汽源能够迅速无扰切换至备用汽源；④电气厂用电的接入点选择和切换方式应满足FCB带厂用电运行方式；⑤机组完成快速减负荷试验和甩负荷试验；⑥分散控制系统、汽轮机以及数字电液调节系统具备FCB能力。

试验内容　主要包括：①实验前再次确认应具备的试验条件；②主变压器出口开关跳闸，机组在没有任何事先人工干预的情况下负荷由100%瞬间切换至带厂用电运行；③检查辅机按照FCB逻辑要求动作；④检查机组运行参数，必要时进行人工干预，如转速、旁路压力、燃料、风量、炉膛负压、分离器出口温度、主蒸汽和再热蒸汽参数、金属壁温、除氧器及凝汽器水位、给水流量及凝结水流量等；⑤机组稳定后，重新并网。

jizu liansuo baohu shiyan

机组连锁保护试验

(testing of unit interlock protection)　对连锁保护装置的功能进行调整和试验，以确认连锁保护回路动作的正确性，使机组设备在不正常工况下连锁保护正常动作，确保设备和人身安全。火力发电厂机组连锁保护有锅炉总燃料跳闸（MFT）连锁保护、汽轮机紧急跳闸（ETS）连锁保护、机电炉横向连锁保护、机组快速切除负荷（FCB）、快速减负荷（RB）以及主要辅机的联动等系统。连锁保护装置有检测、判断、整定、执行等功能，这些功能一般由机组分散控制系统（DCS）中专门的模块来完成。为提高安全可靠性，一些关键主设备的保护通常同时采用继电器等硬件组成的后备连锁保护。连锁保护回路的组成虽各有不同，但是调试步骤基本相同，即测量仪表校验、连锁保护装置的回路测试、机组起动前整套联动试验及机组起动后的动作试验。

测量仪表校验　用加模拟信号的方法校验连锁保护测量仪表，使其指示和输出信号与输入模拟信号一致，逻辑开关动作值与连锁保护定值一致。

连锁保护装置的回路测试　在机组设备运行前加模拟信号的方法对装置的输入和输出信号进行测试以确认其正确性。

机组起动前整套联动试验　不同阶段机组起动需要投入的连锁保护各不相同，如蒸汽系统吹洗时，汽轮机只盘车不冲转，只需对润滑油、顶轴油等连锁保护进行试验。整套起动试运行阶段需要对全部连锁保护进行起动前联动试验，如汽轮机紧急跳闸连锁保护动作试验、润滑油压低信号起动交/直流润滑油泵等连锁保护试验、手动操作跳闸试验，以及模拟转子轴向位移大、转子与汽缸膨胀差超限、凝汽器真空低、润滑油压低、轴承温度高、汽轮机超速、轴承振动或轴振动大等信号进行汽轮机紧急跳闸连锁保护动作试验，最后进行机电炉横向连锁保护试验。

机组起动后的动作试验　连锁保护系统的有些试验需在机组起动后进行。如锅炉炉膛火焰检测的探头需在锅炉点火后进行调试，机组快速切除负荷和减负荷需在机组带中、高负荷时进行实际动作试验，事故追忆装置需在机组跳闸后才能确认连锁保护动作的正确性。

jizu qidong

机组起动

(start-up of unit)　锅炉-汽轮机-发电机从静止或盘车状态转为带负荷运行的过程。整个起动过程包括：起动前的准备、锅炉上水（直流锅炉建立起动流量和起动压力）、锅炉点火、升温升压、汽轮机冲转、暖机升速、发电机并网带负荷等操作程序。现代大容量高参数机组，系统复杂，自动化水平高，保护项目多，炉、机、电之间关系密切，机组起动时各环节操作要紧密配合协调一致。运行操作人员必须熟悉机组各设备的性能，严格按照现场运行规程或设备使用说明书进行操作，调整各项参数满足起动要求，才能安全顺利地完成机组起动工作。

具有不同锅炉类型的机组，其起动操作程序略有差异。配有自然循环或强制循环锅筒锅炉的机组，其起动程序通常为：起动前准备工作-锅炉上水、燃油系统泄漏试验和炉膛吹扫；汽轮机盘车、凝汽器抽真空-锅炉点火、升温升压-汽轮机冲转、暖机升速-发电机并网带负荷运行。配有直流锅炉的机组起动程序为：起动前准备工作-燃油系统进行泄漏试验和炉膛吹扫、锅炉上水并建立起动流量（一般为额定流量的25%～30%）和起动压力进行冷态清洗；汽轮机盘车、凝汽器抽真空-锅炉点火、升温升压-汽轮机冲转、暖机升速-发电机并网带负荷-锅炉起动旁路系统切除进入纯直流运行-升压升负荷。

起动前的准备　机组起动前，应对锅炉、汽轮机、发电机的本体，机组所属辅机设备，与主、辅设备相关的电气系统、热力系统进行全面的检查和必要的操作，使按起动程序相继投入运行，并满足各主机的起动条件。应制定相应的检查卡和操作卡。一般在每次冷态起动前均应校验并确认机-电-炉之间横向联动保护动作正确。

起动方式　按起动时的蒸汽参数，可分为滑参数起动和额定参数起动；按机组起动时汽轮机汽缸金属温度水平，可分为冷态起动、温态起动、热态起动和极热态起动；按起动时汽轮机进汽方式不同，可分为高中压缸联合起动和中压缸起动。

滑参数起动　用于单元制机组，是一种机、炉联合起动方式。滑参数起动通常有真空法和压力法两种，广泛采用压力法滑参数起动。采用真空法滑参数起动时，锅炉在点火前，锅炉主蒸汽系统至汽轮机沿途管道上所有通流阀门打开，疏水、排气等阀门关闭，汽轮机凝汽器抽真空一直到锅筒（也称汽包），锅炉点火产生蒸汽后就会直通汽轮机，在

较低的压力和温度下（0.1MPa）即可冲动汽轮机。随着锅炉燃料量增加，汽压、汽温、流量也随之增加，使汽轮机升速，并网、带负荷。采用压力法滑参数起动时，锅炉点火前汽轮机的主汽阀和调节汽阀处于关闭状态，对汽轮机抽真空。锅炉点火后，在升温升压的同时进行主蒸汽管和再热蒸汽管的暖管，待蒸汽参数符合汽轮机冲转条件时进行汽轮机冲转、暖机。在汽轮机冲转升速过程中，调节汽轮机旁路系统使蒸汽参数基本保持不变。不同类型的汽轮机其冲转参数也各不相同，可以是 0.8～1.5MPa，或是 4～6MPa，超临界压力 600MW 机组为 8MPa，1000MW 机组为 8.5MPa。汽轮机升速至额定转速后，发电机并网，关闭汽轮机旁路系统，继续升压升负荷。

直流锅炉均设置起动系统。在锅炉点火前必须建立起动流量和起动压力（一般为额定流量的 25%～30%），以确保锅炉水冷壁的运行安全。锅炉点火后，随着燃料量的增加，通过汽水分离器的蒸汽量也不断增加。当锅炉出口的蒸汽参数符合汽轮机冲转要求时，进行汽轮机冲转、暖机、升速，发电机并网、带负荷。随着锅炉负荷的不断增加，进入汽水分离器的蒸汽量和蒸汽干度也不断提高，直至锅炉起动系统切除进入纯直流运行。（见直流锅炉起动）

额定参数起动　汽轮机冲转至机组带额定负荷，主汽阀前的蒸汽参数始终保持在额定值。由于新蒸汽压力和温度较高，起动初期蒸汽与汽轮机汽缸和转子等金属部件之间的温差很大，因而在起动时，其热应力和热变形较大。为了保证设备的安全，汽轮机冲转、暖机、升速时间必须延长。由于起动时间延长，所以该起动方式不适用于单元制机组，会造成起动过程中工质、热量的大量损失，仅在一些母管制的小机组上应用，现代大容量机组一般采用滑参数起动方式。额定参数起动按汽轮机金属温度（汽缸或转子温度）的高低或停用时间的长短，分为冷态起动和热态起动。调节级后下缸内壁金属温度低于 150℃（或 180℃）以下时起动称为冷态起动；高于该温度时可统称为热态起动。热态起动又可分温态、热态和极热态三种：金属温度在 180～350℃之间起动称为温态起动；金属温度在 350℃以上时起动称为热态起动。按停机时间分，停机 5 天及以上的称为冷态起动；停机时间为 48h 左右为温态起动；停机 8h 后起动为热态起动；停机 8h 以内起动称为极热态起动。在热态起动时，汽轮机各部件金属温度很高，锅炉点火后升温升压，其蒸汽参数必须满足汽轮机当时的冲转条件时才能冲转。并且由于汽轮机热态起动时升速、升负荷的速度较快，要求锅炉提前配合增加燃料量，提高蒸汽参数。（见汽轮机起动）

高中压缸联合起动　在汽轮机挂闸时中压主汽阀全开，高压调节阀和中压调节阀同时参与起动及带负荷过程的调节，要求在起动前及过程中必须通过旁路维持一定的再热蒸汽压力。机组高中压缸联合起动的特点是：①由于在起动过程中保证了中压缸有一定的蒸汽流通，有助于中压缸及转子各部温度均匀上升；②可以在冲转前对主蒸汽和再热蒸汽管道进行充分暖管，因而起动过程中蒸汽量能够比较快速地增加，提高起动速度；③高中压联合起动对旁路系统控制要求较高。高中压缸联合起动过程中要控制好高、中压调节阀开度，防止因主蒸汽压力波动，导致高、中压调节阀快速保护动作机组跳闸。同时，由于在热态或极热态起动时，再热蒸汽参数较高，冲转时所需蒸汽量少，控制调整操作较复杂。

中压缸起动　见中压缸起动。

限制机组起动的因素　机组起动速度主要受部件的热应力、热变形、相对胀差和材料低温脆性等因素的限制。

热应力与热变形　锅筒锅炉在冷态起动时，锅筒系厚壁部件，会形成上、下壁温差和内、外壁温差，引起附加热应力，使锅筒产生热变形（见自然循环锅炉起动）。直流锅炉的汽水分离器、对流过热器出口联箱等厚壁金属部件，也同样存在热应力和热变形问题。所以在起动过程中应认真控制锅炉的升温升压速度，使锅筒锅炉的锅筒、直流锅炉的汽水分离器及其他厚壁部件的温差（热应力）控制在允许范围内，发现超限，应放慢升压速度。有的锅炉配置了应力监视装置，根据应力裕度来控制锅炉升温升压速度，以保证锅炉起动安全。

同样，在起动时，进入汽轮机的蒸汽温度高于汽缸和转子的金属温度，与蒸汽接触的金属表面首先被加热，其温度升高，然后逐渐向另一侧传递热量，造成汽缸内外壁、转子表面与中心孔之间的温差。由于各部件内部金属膨胀相互制约，所以高温表面产生热压应力，低温表面产生热拉应力。蒸汽温度与金属温度之间的温差越大、起动速度越快，在汽缸与转子上产生的热应力也越大。在起动过程中，如控制汽轮机上下缸温差、汽缸法兰内外壁温差不当，同样会导致转子热弯曲、汽缸热变形、法兰平面变形，径向间隙减少，增加动静部分碰磨的危险。另外在冲转前，转子受上下缸温差的影响也会产生热弯曲，为了保证机组的安全起动，应严格调整好蒸汽与金属温度，做到合理匹配，控制合理的升速、升负荷速度和起动时间，以保证热应力不超限。

一些制造厂根据机组使用年限、承担负荷的特点、预计的起停次数来确定机组关键部件在起停过程中的最大允许热应力（见寿命管理）；有些汽轮机专门配备了转子应力监测装置，并根据转子的应力裕度来控制升速、升负荷速度。

胀差　机组起动时，各金属部件的温度将发生较大变化。对汽轮机而言，随着温度的上升，转子和汽缸分别以各自的死点为基准膨胀。汽缸质量大，单面接触蒸汽，膨胀慢；转子质量小，并在蒸汽中旋转，膨胀快。因此，会出现汽缸和转子的相对膨胀差，称为胀差。转子膨胀大于汽缸膨胀称为正胀差，反之称为负胀差。起动时胀差过大，轴向间隙较小的汽轮机容易导致动静部分碰磨，所以胀差同样限制了汽轮机的起动速度。

材料低温脆性　在冷态起动中，防止转子脆性破坏曾受到关注，不少制造厂提出冷态起动时要在低转速、低应力下渡过脆性转变温度。中速暖机就是为防止转子低温脆性破坏的发生，在操作规程中应按照制造厂的要求规定中速暖机的结束条件。采用脆性转变温度在常温以下的转子材料，则不会限制汽轮机起动速度。其他机械性质的限制因素还有临界转速、振动和大轴偏心，起动时都必须按相关标准执行。

jizu xietiao kongzhi xitong tiaoshi

机组协调控制系统调试　（testing of coordinated control system）　机组协调控制系统对动态特性差异较大的锅炉和汽轮发电机组进行整体负荷平衡控制，使机组尽

快响应调度的负荷变化要求，并保持机组主要运行参数在允许的范围内。机组协调控制系统主要由机组负荷指令控制、机炉主控、压力设定、频率校正、辅机故障减负荷等控制回路组成，直接作用的执行对象是锅炉控制系统和汽轮机控制系统。控制方式分为基本方式、汽轮机跟随方式、锅炉跟随方式和协调控制方式四种。(见单元机组协调控制系统)

系统调试主要包括：①对协调控制系统的输入/输出通道检查并进行信号传输试验；②对已经控制逻辑组态合理性进行确认；③根据机组设计额定参数及燃料的发热量进行理论计算后初步整定各个调节器参数静态参数；④对协调控制方式进行模拟闭环试验，对协调控制系统进行分项试验和与其相关的控制系统的静态联动试验、动态模拟试验及投入；⑤在机组起动初期，汽轮机冲转、发电机并网前，一般采用基本方式即手动调整来控制机组的负荷，在机组负荷大于70%额定负荷时动态投入协调控制系统，试验机跟炉、炉跟机、协调控制三种运行方式，修正协调控制系统参数的设定值；⑥通过机组负荷变动的试验最终确认协调控制系统的功能达到机组运行的质量标准。

jizu xingneng shiyan

机组性能试验

(unit performance test) 机组运行中按试验规程（标准）的要求得出实际运行性能。试验结果作为考核机组各主、辅机及系统是否达到设计性能的依据，并作为指导机组运行、改进和定型生产的主要依据。

试验分类 按照试验项目的内容和数量，可把性能试验分为专项性能试验和综合性能试验。专项性能试验一般是为了求得某项性能数据，对该项性能进行评定，或为了解决某项性能的特殊问题而进行的试验。综合性能试验包括锅炉性能试验、汽轮机组性能试验、机组供电煤耗率及污染物排放（包括粉尘）与噪声试验等。综合性能试验按目的可分常规性能试验、性能考核试验和性能鉴定试验三大类。

常规性能试验　测试机组实际性能，为安全、经济、低污染运行提供必要依据。试验项目的多少取决于实际需要。一般在机组大修前后、有局部设备改造后或燃料性能有较大变化时进行。这种试验的精度要求不高，可由电厂或试验研究单位负责进行。

性能考核试验　在新机组投运后的一定期限内，按照商务合同所规定的性能试验标准进行，主要考核卖方在商务合同中所规定的各项机组性能指标的保证值是否达到。这些保证值中有机组热效率、锅炉效率、汽轮机热耗率和最大连续出力等。

性能鉴定试验　新型机组投产后，按照现行的国家标准进行全面的运行性能试验，为该型机组的设计与运行性能做出鉴定，作为该型机组定型生产或进一步改进的依据。性能鉴定试验与性能考核试验相似，试验范围广且要求高。该类试验一般分为国家级、部级和地区级三档，由相应的试验研究单位和人员负责进行。

试验规程 机组性能试验一般按标准的试验规程进行。规程详细规定了试验前机组应具备的条件，有关各方应事先取得协商一致的内容以及必须遵循的试验方法和计算方法。此外，对试验用测试仪表的精确度和安装要求，试验时机组运行参数的控制要求，仪表读数的周期和必需的测量次数，数据处理原则和测试结果的误差分析方法，以及试验报告格式等都做了具体规定，并且提供参数偏离设计值时的修正曲线等内容。

试验项目与方法　见锅炉性能试验及汽轮机性能试验等。

试验程序 机组进行性能试验以前，应对机组和各辅机系统进行相应的调整试验，使其尽可能在设计工况下稳定运行。机组性能试验通常包括准备工作、预备性试验、正式试验、数据整理和计算、不确定度分析、试验报告和结果六个步骤。

准备工作　试验有关各方商定试验采用的标准方法，以及规程中无明确规定而必须商定的事项；制订试验大纲，并根据大纲在有关设备和热力系统的合适部位安排测点，装上精度合格的测试仪表；将被试验的设备和热力系统与其他无关系统隔离；准备试验表格、计算方法和计算程序等。此外，在试验前还应做好消除缺陷、燃料配置、运行方式、调度申请及人员组织等准备工作。

预备性试验　在正式试验之前，通常应进行预备性试验，以确认测试装置和仪器仪表是否正常运行，检验试验人员是否完全掌握仪器仪表的正确操作测试方法，并使试验人员熟悉试验的各种情况和相互间的协调配合。当试验有关各方一致同意时，也可将预备性试验的结果作为正式试验的结果。

正式试验　试验有关各方确认机组运行工况符合试验要求后，可进行正式试验。若试验期间的运行状态或工况参数出现较大波动，应查明原因并记录在案。试验结束后应当即确认运行工况参数和试验数据的可靠性和有效性，必要时应延长试验时间，予以进一步验证校核，并确定是否需要对试验仪表进行复校。

数据整理和计算　试验结束后，首先对观测值进行真实性分析和取舍，然后计算读数的算术平均值，再根据仪表校验结果和环境条件进行修正。对于偏离设计工况的参数，要采用渐近计算法或给定的修正曲线进行修正。然后根据整理后的试验数据，进行包括汽水平衡在内的合理性分析，最后计算出试验结果。

不确定度分析　是对试验结果精确度的估计。计算试验结果的不确定度按下述步骤进行：①求出每一个单个参数测量的不确定度。一般单个参数测量的不确定度由仪表不确定度、测量参数随时间变化引起的采样不确定度及有限个测点产生的空间不确定度组成。②通过函数关系和误差传递规律求出功率、流量、焓等间接测量值的不确定度。③求出测量值不确定度对试验结果不确定度的影响系数。④计算和修正试验结果的总不确定度。

试验报告和结果　试验结束后，应由试验单位提出最终试验报告。对于性能考核试验结果，建设单位与供货方必须共同确认。

jizu yunxing fangshi

机组运行方式

(operating mode of unit) 机组运行所处的具有某种特定意义的模式。运行方式可从多个角度分类：从控制管理的模式上可分为集控运行方式和炉、机、电各自控制的方式；从节能管理角度有经济运行方式；从电

网调度角度有自动发电控制（AGC）方式；从机组负荷的自动控制方式上有锅炉跟随方式、汽轮机跟随方式和协调控制方式（见单元机组协调控制系统）；从机组负荷的参数调节特性上可分为定压运行、变压运行等方式。另外，单元机组可能遇到一些特殊运行方式，最常见的有机组最低出力运行方式、停机不停炉方式、带厂用电运行方式等。

集控运行方式　发电生产过程采用集中控制管理的运行方式。在技术上，单元机组（锅炉、汽轮机、发电机、单元厂用电）和公用系统（煤、化水、除灰、脱硫、电气网络）在一个控制室内都可以做到集中控制。但主要概念是指单元机组及属于单元的化水、除灰、电气设备在一个计算机控制网络内集中控制，以实现高度自动化的调节、控制、保护、监测、报警和过程管理。多台机组和公用系统放在一个控制室是集中运行管理。燃料的卸运独立性较强，一般可自成系统集中控制。实现集控运行是火电厂减员增效、提高劳动生产率最有效的措施之一。

经济运行方式　按机组发电煤耗微增曲线或机组发电成本微增曲线对厂内或区域电网内各火电机组实施负荷的等微增率分配方式，以求得最低的一次能源消耗和最佳的经济效益。

从电网经济调度来说，需要各火电厂的微增率曲线，而对于电厂内部经济调度来说，需要每一台机组的微增率曲线。第一步可按煤耗等微增率调度，最终应按市场的公平、公正竞争原则实施成本等微增率（直接反映电能电价）调度。

厂内的经济调度，通过对各台机组进行各项运行参数的优化管理，绘出在可调范围内不同负荷下的发电煤耗值曲线，并绘出各该机组的等微增率曲线。电厂总负荷的增加，要使微增率低的机组优先增加负荷，甚至先达到满载；相应地，微增率大的机组要先减负荷。有条件时负荷的配额要使各台机组保持在微增率相等的水平上。另外，效率高的机组应优先考虑投入运行，但已经投运的多台机组中效率高的机组不一定微增率低，而仍应按等微增率曲线调度分配负荷，因为效率和微增率是两个概念。这样，就能使整个厂的煤耗率或成本控制在最低。厂内的经济调度方式也包括辅机，例如冬季可能调停循环水泵、河水升压泵或其他辅机等。应通过试验、核算，并制定执行的条件和相应的安全措施，这是电厂挖掘潜力降低耗能的方法之一。

自动发电控制运行方式　自动发电控制是电网调度能量管理系统（EMS）的基本功能，是中枢调度所用以自动控制各省、市之间的计划电力交换，保持电网频率稳定并实现机组经济调度的设备和手段，要求受控区域内所有发电机组能够接受电网的功率远方自动控制，按调度设定的负荷曲线和机组的可调范围对各厂机组功率进行调控。AGC实施的条件是发电机组的协调控制系统（CCS，关键是燃烧自动控制）必须投用，AGC的控制信号通过远程终端装置（RTU）送入机组CCS实现调控。由于各种类型的锅炉，其负荷变化特性不同，故必须通过试验，确定合理的调功速率和可调范围（如上下限、磨煤机的起停断点等）供调度设定。高层次的AGC应能根据机组的经济性能好坏实行煤耗和成本微增调度，发挥节能功效和达到发电市场的公平、公正调度。

机组最低出力运行方式　最低出力指设备能长期稳定和可靠运行的最低技术出力（指发电机端部输出功率），而不是指事故情况下或特殊需要时（如开启旁路运行）所输出的功率。火电机组的最低技术出力受限于锅炉的类型和燃料，在设备选型时基本已确定，并应由制造厂提供。有两种情况：①锅炉燃用设计煤种且不投油，能维持稳定燃烧和正常运行参数时的最低出力，燃煤锅炉一般可达30%锅炉最大连续蒸发量（BMCR），而燃油锅炉不受此限（见锅炉最低稳燃负荷）。②不因锅炉水动力被破坏而导致受热面过热爆漏的稳态最低出力，由于直流锅炉与锅筒锅炉不同，其出力取决于给水流量，当其他受热部件设计合理时，直流锅炉的起动给水流量即相当于锅炉最低技术出力，一般为30%～50%BMCR。

停机不停炉方式　母管制系统一般不存在这种情况，主要指单元机组当发电机或汽轮机的某些紧急缺陷在短时间内能处理好，但又不得不在停机状态下进行而采取的一种方式，其好处是缺陷解决后能立即起动，并迅速恢复并网运行。一般在高峰时段希望尽快恢复发电的情况下采用。该方式按正常步骤减荷、解列、停机（包括单元厂用电的切换、电动给水泵的起用等），并必须使用高低压旁路系统，以排出锅炉最低蒸汽流量（起动流量）。采用该方式时主要应考虑：①锅炉燃烧稳定，必要时投油稳燃；②凝汽器必须保持真空；③汽轮机保持连续盘车；④具有中间再热的机组要保证锅炉再热器有足够的蒸汽流量冷却；⑤汽轮机起动时的参数应根据当时的高、中压内上缸金属温度而定，送汽冲转不应导致其冷却。在现场执行前宜根据实际需要制定技术措施。

带厂用电运行方式　出现事故情况下，仅作为短暂运行方式。有三种类型：①系统频率的严重降低将使电厂辅机的出力下降（离心式水泵、风机的流量与转速成正比、出口压力与转速的平方成正比、而功率则与转速的立方成正比），从而进一步降低了电厂的出力，形成恶性循环。为保证厂用电的安全，有利于维持电厂出力和电力系统恢复，将发电机组暂与电网解列带厂用电运行，使厂用电系统的频率、电压恢复至正常状态。以母管制连接的机组或较小容量单元机组都可采用。这种情况很少发生，但在系统故障，电网分割成若干孤立小系统时仍有可能发生。②当发电机-主变压器成单元与电网母线相连，且支接厂用电时（单元机组厂用电或公用厂用电负荷），遇电气外部故障，主变压器高压侧断路器跳闸造成甩负荷而仅带厂用电运行。③主接线为发电机-主变压器-线路时，线路故障跳闸会造成机组甩负荷带厂用电运行。②、③两条多指单元机组带自身厂用电在外部故障情况下与电网解列带厂用电运行，也称快速切除负荷（fast cut back，FCB），其含义是快速切除部分燃料，使之能维持锅炉最低出力的运行方式。此时机组仅带厂用电功率，多余的蒸汽通过高低压旁路设备排入凝汽器，对未设置旁路系统或旁路容量较小的机组，多余蒸汽将向空排泄。在发电机甩负荷时，汽轮机转速升高，应由调速系统调控在危急保安器动作值以下，值班人员应及时调整汽轮机转速维持3000r/min稳定运行。电气外部故障排除后，机组迅速并网增荷供电。在该运行方式下，应监控好转速、电压，调整好热力参数，监控排汽温度、汽轮机胀差、再热器壁温不超限，维持

给水泵运行正常，及时向凝汽器补水。如短时间内不能恢复并网，则予停机处理。

jizu zhendong

机组振动 (vibration of turbine-generator set)
发生在汽轮发电机组轴系上的振动。运行中的汽轮发电机组为高速旋转设备，因设计、制造、安装、检修、运行等方面的原因会使机组发生振动，合理范围内的振动是允许的，过大的振动会对设备造成严重危害，影响机组的安全运行。

振动标准　国际标准化组织（ISO）和中国国家标准以轴承座振动烈度或转轴振动幅值作为衡量汽轮发电机组振动程度的标准。中国电力部门通常以轴承座或其附近转轴振动的双振幅（峰-峰）值为依据，国际上对大型机组趋向于测量转轴的振动或轴承座的振动烈度。振幅峰-峰值就是测点振动量在极值间的代数差之中的最大值；振动烈度就是测点测得的振动速度的最大均方根值。额定转速3000r/min下转轴振动位移界限值（峰-峰值）见下表。

额定转速3000r/min下转轴振动位移界限值（峰-峰值）

区域界限值	转轴相对振动（μm）	转轴绝对振动（μm）
A/B	80	100
B/C	120～165	150～200
C/D	180～260	250～320

注：区域A：新投产机组的振动通常在此区域内；区域B：合格，可长期运行；区域C：不合格，可运行有限时间；区域D：危险，会引起机组破坏。

测量方法　在轴承座上测量垂直、水平和轴向振动时，一般采用速度型传感器和加速度型传感器两种。测转轴振动时，使用非接触式传感器（一般为涡流位移传感器）测量相对轴振，或使用复合式传感器测量转轴的绝对振动，同时可测量轴承座的绝对振动和转轴的相对振动，传感器一般安装在轴承上半瓦同一截面径向位置垂直中心线两侧45°处或单侧45°处。

振动分类及原因　机组振动按振动频率可分为同步转速振动和非同步转速振动。同步转速振动即振动的主要频率为工频。同步振动主要有：①因转子弯曲、部件脱落、磨蚀、结垢或更换部件等直接产生新的质量不平衡引起的稳定振动；②由转轴部件位移、汽轮机转子热弯曲、发电机转子因匝间短路或冷却不均等引起的热弯曲等原因造成的质量不平衡随运行时间、运行工况变化的不稳定振动；③由转子同心度偏差、轴承不对中、动静摩擦等原因引起的以工频为主，同时伴有其他频率成分的振动。非同步转速振动又可分为低于工频振动和高于工频振动两类，低于工频的振动常见有：①半速涡动和油膜振荡，主要由轴系或轴瓦稳定性差引起；②汽流激振，高参数大容量机组由于动静间隙不均导致汽流激振力引起轴系失稳；③分数次谐波振动等。高于工频的振动原因有高次谐波共振、转子刚度不对称、转轴裂纹等。

机组减振　对于由轴系质量不平衡引起的振动问题，主要采用现场动平衡法消振；对其他原因引起的振动问题，一般基于振动特征和频谱的分析，同时结合振动的变化特性、振动与相关量的关系以及机组结构特点等方面因素，综合考虑机组运行、安装、检修的特点，确定故障原因后加以消除。振动超过容许值应严格执行运行规程中的相应规定。如：机组振动急剧增加超过允许值或机组发生强烈振动，应紧急停机；对振动超过容许值而无明显增加趋势时，要加强监视，尽快安排消振。

jizu zidong fadian kongzhi shiyan

机组自动发电控制试验 (testing of automatic generation control)　对自动发电控制系统（AGC）进行调整试验，使其能根据电网负荷指令，控制发电机有功功率。自动发电控制系统涉及厂内热工控制、电气控制和厂外电网调度三个控制装置，电网调度的负荷指令需要通过电气控制装置转换后送给热工控制的协调控制系统。厂内热工控制和电气控制装置之间一般以硬接点方式传送信号，而电气控制与电网调度之间以通信方式传送信号。电网调度送电厂的信号一般有负荷指令、AGC投入指令等，电厂送电网调度的信号一般有机组实际负荷、负荷变化率、最大允许负荷、最小允许负荷、AGC投入允许、AGC已投入等。

试验条件　①电厂与电网的调度协议已确定，包括负荷变化范围、变化速率等；②厂内热控、电气和厂外电网调度三个控制装置之间的联络信号已确认；③机组负荷已在调度范围内，并且没有影响负荷变化的重大设备缺陷和故障；④包括协调控制在内的自动调节系统均经过阶跃扰动和变负荷试验验证并已全部投入，调节品质优良，变负荷速率大于电网调度的要求；⑤机组各种连锁保护系统均试验合格，控制逻辑、保护定值正确并已全部投入；⑥电网负荷指令与机组实际负荷偏差小于规定。

试验方法　①对热控、电气和电网调度三个装置之间的联络信号进行校验，通过送模拟信号的方法确认信号的正确性和精度；②AGC投入后，电网调度通过手工下发负荷指令，考核机组负荷响应性能；③电网调度通过手工下发超出机组负荷上下限的负荷指令，考核机组越限保护能力；④电网调度通过手工下发小幅度变化的负荷指令，测试机组负荷控制死区；⑤电网调度控制装置投入自动方式，在一段时间内按电网负荷需求曲线自动连续变化负荷，考核机组负荷响应性能。

考核指标　①指令下发至机组负荷开始变化的响应时间；②实际负荷变化率；③AGC可利用率。

jizuo gezhen

机座隔振 (vibration isolation for generator frame)
隔离发电机的振源与机座的措施。汽轮发电机的振源有两个：一是定子铁芯，定子铁芯由于磁拉力产生变形，磁拉力把两极电机的定子铁芯变为一个趋向于椭圆的旋转体，而把四极电机的铁芯变成一个旋转的四边形，其激发的振动频率是工作频率的2倍，即100Hz或120Hz；二是转子，这仅发生在采用端盖轴承的发电机，起因是转子不平衡而激起转子振动频率为50Hz或60Hz的振动。大型两极发电机铁芯振动的双倍振幅如达到或超过30～40μm时，就要考虑采用隔振措施，以防止铁芯剧烈振动而损害机座焊缝和机组基础。

为了防止定子铁芯的振动损害机座和基础，铁芯和机座之间采用弹性连接，这种结构称为定子的隔振结构。隔振结

构主要有两种形式。一种是弹性定位筋结构，如图1所示。铁芯冲片定位筋用螺钉与弹簧板连接，而弹簧板则通过托块焊接或用螺栓固定在机座环板上。另一种是切向弹簧板结构，如图2所示。这时采用了内外机座分开的形式，内机座通过切向弹簧板连接到外机座。切向弹簧板隔振结构受力合理，但工艺复杂，一般用于大型汽轮发电机。

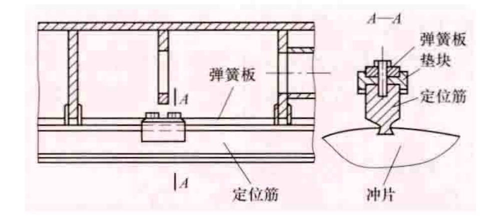


图1 组合式弹性定位筋隔振结构

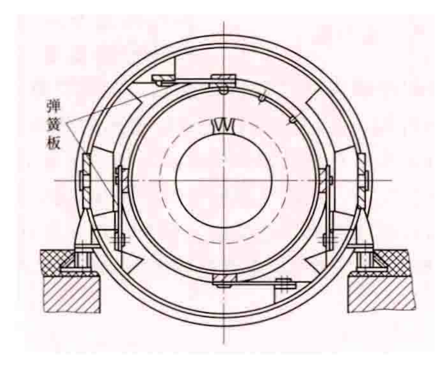


图2 切向弹簧板隔振结构

采用隔振结构的机座和铁芯，其固有频率必须在2倍工频的±20%区域以外。当采用端盖轴承时，机座及端盖的固有频率必须在工频的±20%区域以外。

Jizi Fadianchang

矶子发电厂 (Isogo Power Plant) 位于日本神奈川县横滨市矶子区新矶子町。全厂安装2×600MW超超临界燃煤火电机组。电厂原安装2×265MW亚临界燃煤火电机组，分别于1967年和1969年投入商业运行，后由于设备更新和扩容需要，以及更为严格的环保要求，2001年关闭并拆除了2台老机组，在原有厂址上建成了现在的2×600MW新机组。新机组采用边建设、边运行的建设模式，即在紧邻两台老机组的场地上建设1号新机组的同时，老机组继续运行以保障电力供应，待1号新机组建成后，再关闭、拆除老机组，在老机组的场地上建设2号新机组。1号新机组于1998年开工，2002年投产；2号新机组于2005年开工，2009年投产。全厂占地面积为12.4hm²。电厂外貌见图。

锅炉燃用日本国产或进口的低硫烟煤和部分次烟煤，燃煤通过海运卸至厂内的专用码头，再经高架皮带输送到封闭式圆形储煤场储存。

1、2号机组锅炉为超超临界、滑压运行、一次中间再热、直流塔式炉，是日本国内首次采用塔式锅炉，炉膛回路采用了螺旋管与光滑管相结合的设计，水冷壁采用螺旋管结构，1号机组锅炉蒸发量为1710t/h，蒸汽参数为27.5MPa/605℃/613℃，2号机组为1670t/h、27.2MPa/605℃/623℃；两台机组的锅炉均由日本石川岛播磨公司（IHI）供货。1、2号机组汽轮机为超超临界、一次中间再热、单轴、凝汽式、三缸二排汽汽轮机，海水冷却、一次循环，额定功率为600MW，其中1号汽轮机主蒸汽参数为25MPa/600℃/610℃，2号为25MPa/600℃/620℃；2台机组的汽轮机均由日本富士电机（西门子）公司供货。


矶子发电厂外貌

截至2011年底，2号机组是世界上蒸汽参数最高的火电机组。设计发电效率（LHV）为45%，设计厂用电率为5.4%，设计供电效率（LHV）为42.6%。

烟气除尘采用静电除尘器，1号机组除尘效率为99.94%，2号机组为99.97%；采用再生式活性焦干法烟气脱硫工艺（ReACT），1号机组脱硫效率为95%，2号机组达到97.8%；采用低NO_x燃烧器和选择性催化还原（SCR）烟气脱硝工艺，1号机组脱硝效率为87.5%，2号机组达到91.9%。此外，ReACT是一种综合性多污染物脱除工艺，除主要用于脱硫外，还可脱除烟气中的汞，脱汞效率超过90%，并可以在低NO_x燃烧器和SCR脱硝装置脱硝的基础上，再脱除烟气中20%～40%的NO_x。

jiyan

积盐 (salt deposit) 随蒸汽携带的各种物质，由于温度和压力变化，引起其溶解度下降而析出，沉积于热力设备蒸汽通流部分的现象。蒸汽携带包含机械携带和溶解携带。蒸汽参数不同，蒸汽携带的盐类也不同，参数越高，蒸汽携带盐的能力越强。

积盐的部位 积盐的部位主要为过热器、再热器和汽轮机。

（1）过热器与再热器积盐。饱和蒸汽携带的物质，如钠盐、铵盐、硅酸、铜和铁的氧化物等进入过热器后，水滴被蒸干，所含物质超过了它在过热蒸汽中的溶解度，就会在过热器和再热器内沉积。硫酸钠、磷酸钠大多是水滴携带进入饱和蒸汽的。中、低压锅炉过热器沉积物中有碳酸钠、硫酸钠和磷酸钠。氯化钠在过热蒸汽中溶解度大，只有当发生炉水汽水共腾、蒸汽品质严重恶化时，氯化钠才会在过热器内沉积。由于各种盐类在过热蒸汽中的溶解和析出会相互影响，使随温度升高、溶解度增大的物质溶解度下降，或使随温度升高、溶解度下降的物质溶解度增大。蒸汽管道的氧化产物，会在过热器、再热器下弯头沉积。二氧化硅在过热蒸汽中溶解度较大，氢氧化钠在过热器中形成浓液滴，都不在过热器内沉积。如氢氧化钠和二氧化碳反应生成碳酸钠时，则会在过热器内沉积。

（2）汽轮机积盐。过热蒸汽和再热蒸汽中的杂质，部分会沉积在汽轮机叶片。蒸汽在汽轮机内做功后，压力和温度逐渐下降，蒸汽中携带物质的溶解度随之减小，当其含量超过溶解度时即会析出。汽轮机的不同级、不同部位，沉积物的分布也不同。流速低的部位，如叶片和导叶的背部容易沉积。一般说，汽轮机第一级，蒸汽参数和流速较高，沉积物以金属腐蚀产物和钠盐为主；低压缸最后几级，蒸汽湿度大，有的物质溶于水分中，有的已析出的物质也能被冲洗掉，通常很少沉积。由于各种盐类在蒸汽中溶解度不同，在汽轮机各级沉积物的分布也不同。硫酸钠、磷酸钠、硅酸钠最先析出，沉积在高压段中；氯化钠、氢氧化钠、碳酸钠沉积在中压和低压段中；硅酸在高压蒸汽中溶解度较大，以二氧化硅形态沉积在中、低压段中；铁的氧化物，有的呈固体微粒，有的是溶解带入，粒状的随汽流状况和金属表面粗糙程度而沉积，溶解状的随压力下降而溶解度降低，所以，几乎各级都有沉积，其百分率含量则受其他盐类沉积的影响；铜的氧化物，沉积于超临界压力机组的高压段中居多，高、中压机组也有发现。盐类在汽轮机的沉积还和锅炉补给水水质有关。中、低压汽轮机主要沉积物是钠盐，但如锅炉补给水处理方式采用离子交换，蒸汽携带的硅酸量相对增高，二氧化硅沉积会显得很突出。高压、超高压机组的沉积，主要是二氧化硅。锅炉补给水处理采用化学除盐后，汽轮机积盐问题有所改善，但积盐对机组效率的影响仍然存在。亚临界和超临界压力机组，锅炉采用高纯度补给水，又有凝结水净化装置，蒸汽中含硅酸和钠盐较少，汽轮机内部沉积物主要是金属腐蚀产物。

积盐危害与监督　积盐会造成设备腐蚀，增加机组热损失，降低效率。汽轮机高压段沉积物可严重降低效率，并使通流能力降低。在过热器、再热器下弯头沉积，会堵塞管道，引起过热器爆管。固体微粒会引起蒸汽通流部件磨蚀，如阀门、喷嘴、叶片磨蚀，甚至产生裂缝。积盐会引起汽阀卡涩，汽轮机积盐会引起推力增加、隔板弯曲、叶片断裂、机组振动等，甚至造成事故。可以从监视段压力升高，推力轴承推力瓦温度增高，过热器进出口压降增加等来判断。蒸汽通流部分积盐应取样分析盐类的组成，以研究形成原因和采取对策。

防止积盐措施　防止积盐就要使蒸汽携带降低到允许的规定值以下。①应准确检测锅炉饱和蒸汽的湿度，控制锅炉的运行工况符合试验制定的各项要求，保证汽水分离装置的汽水分离效果。②尽可能地降低炉水的杂质含量。提高锅炉补给水和凝结水的质量；防止凝汽器泄漏；采用蒸汽清洗装置和保证减温水质量；保持炉水的含盐量和 pH 值等符合规定指标；汽包炉进行合理的连续排污和定期排污。③根据需要对锅炉本体、过热器和再热器进行化学清洗。

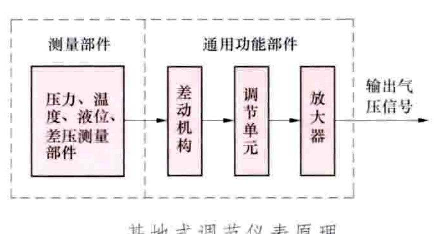
jidishi tiaojie yibiao

基地式调节仪表

(base type regulating instrument)　能同时进行生产过程参数的测量、指示、调节以及记录的单参数现场安装型调节仪表。该类仪表结构简单、运行可靠、安装维护方便、本质安全防爆。多用于中、小型企业生产过程参数（如压力、温度、液位、差压）的测量、指示、记录和调节，也可用于大型企业（如火电厂等）的单参数就地调节、控制和远传，以及专用生产设备的单机配套。

基地式调节仪表在 20 世纪 80 年代后期作为引进技术广泛用于火力发电厂，简化了控制系统的规模，节省了投资。由于控制系统价格下降、集中监视和控制的要求，20 世纪 90 年代后其功能由分散控制系统实现，仅有少量使用。

基地式调节仪表原理见图。该类仪表通常由专用测量部件和通用功能部件构成。同一系列仪表内部结构基本相同，有关部件可通用互换。改变测量部件，即可得到不同规格品种的基地式调节仪表。各种测量部件将被测参数值转换成一定角位移，经连杆放大传给差动机构。差动机构起比较、显示的作用，比较测量值和给定值，其偏差送至调节单元，实现对偏差的比例、积分和微分调节作用，并以气压信号形式输出到执行机构；被调量数值通过指针或记录笔显示、记录。适当更换零部件，可实现多种调节规律及被测参数的显示、记录方式。



基地式调节仪表原理

jiyu meiqihua de duolianchan jishu

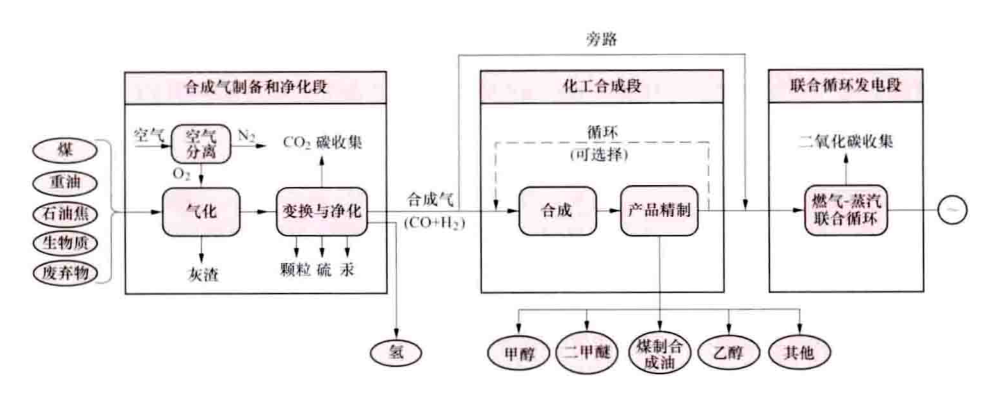
基于煤气化的多联产技术

(polygeneration technology based on coal gasification)　以煤气品制备的合成气（主要成分为 H_2、CO）为原料，通过耦合煤化工和联合循环发电流程，实现电力、洁净燃料和化工产品经济、高效、清洁联合生产的一种技术。多联产可以实现生产电（热）与油品、甲醇、化肥、烯烃、城市煤气、二甲醚，乃至氢、氮、二氧化碳等多种产品的不同组合。多联产技术在提高煤炭利用效率，减少煤炭利用中的污染物排放，降低对石油供给的依赖，以及低成本捕集二氧化碳等方面具有优势，是实现中国煤炭可持续利用的技术选择之一。系统优化集成是实现多联产的关键方法和技术。

多联产系统由合成气制备和净化段、化工合成段及联合循环发电段三大部分组成，如图所示。图中只示出了三大部分间的宏观联系，实际上，各部分之间还存在着大量的物质和能量的交换和耦合关系（如部分空气分离器入口空气来自燃气轮机压气机，等等），构成一个有序集成的系统。多联产系统效率的发挥与各部分之间物质和能量的优化集成紧密相关。

用于制备合成气的燃料通常为煤炭，还可包括重油、生物质、石油焦、可燃废弃物，甚至天然气等。这些燃料在合成气发生器（使用煤炭时为煤气化炉）中与气化剂反应生成以 H_2 和 CO 为主的合成气，之后经过净化设备去除其中的粉尘及 H_2S 等物质，并可把硫化物转化为高附加值的元素硫（见煤气净化工艺）。由于在变换反应之后 CO_2 在合成气中的分压较高，可以采用能耗较低的方法回收部分高纯度的 CO_2，使得多联产系统具有以较低的成本捕捉 CO_2 的优势，可为未来应对温室气体减排问题提供条件和途径。

为了满足后续工艺的要求，合成气在经过除尘处理后往往需要进行变换反应，将部分 CO 变换为 H_2，以实现合适的 H_2/CO 比例。以 H_2 作为输出产品时，甚至可以将 CO 完全转化为 H_2 和 CO_2 并加以分离，从而实现 H_2 的生产和



以煤气化为基础的多联产能源系统

CO_2 的捕集。

化工合成段的产品可以是甲醇、二甲醚、煤制合成油、乙醇或其他燃料和化工产品。和传统生产单一相应产品的系统相比，其特点是可以采用合成气一次通过的运行方式（即合成反应器出口的未反应气不再循环回反应器入口）或减少循环量，从而简化了系统、降低了运行能耗。

燃气-蒸汽联合循环发电段和 IGCC 中的发电段基本相同。

多联产系统的三个部分的连接方式，可以分为串联或并联两种基本布置方式：当发电系统只燃用来自化工合成段的尾气时，称为串联布置；当发电用的燃料一部分来自化工合成段的尾气，另一部分直接来自合成气制备工段时，称为并联布置。

参考书目

倪维斗，李政，等．基于煤气化的多联产能源系统．北京：清华大学出版社，2011.

李文英，冯杰，谢克昌．煤基多联产系统技术及工艺过程分析．北京：化学工业出版社，2011.

jizhuang shigong

基桩施工

（foundation pile construction） 用钢筋混凝土、钢等材料制成柱状桩体后，用沉桩机械打入或压入地层内，或先在地层内成孔后再浇筑成混凝土柱状桩体的工艺过程。基桩与承台共同组成基础，将基础以上的荷载通过桩的作用传到周围的土体以及深层较坚实的土层或岩层，借此加强基桩承载力。

基桩按承载性状分为摩擦型桩和端承型桩；按桩径分小、中等、大直径桩；按成桩方法分为非挤土桩、部分挤土桩、挤土桩。对挤土桩，当周边环境保护要求严格、布桩较密时，应对施工过程中造成的土体隆起和位移、邻桩桩顶标高挤桩位、孔隙水压力等进行监测。在电厂建设中按施工工艺有机械沉桩的预制桩和现场成孔的灌注桩。

预制桩施工 沉桩方法有锤击法、振动法、压入法和射水法。锤击法是采用最广泛的方法，以锤击的冲击力克服土对桩的阻力，使桩沉到预定深度。振动法是以大功率电动激振器产生频率为 700～900 次/min 的振动，克服阻力使桩沉入土中。压入法是用静力将桩压到预定深度，故只限于软弱土层和桩基不深且周围要求防震、防噪声的工程中使用。射水法是锤击、振动两种方法的辅助方法，施工时用高压水泵产生高速射流，破坏或减小土的阻力，使桩易沉入土中。根据基桩设计桩长和地质条件选用不同冲击能量的柴油打桩机，以桩端设计标高和最后贯入度［最后 3 阵（每阵 10 击）］为停锤控制标准。预制桩主要有预制钢筋混凝土桩和钢桩。

预制钢筋混凝土桩　包括方桩、预应力高强度混凝土管桩（PHC 桩）和预应力混凝土管桩（PC 桩）。方桩可在现场制作也可在工厂预制，管桩在工厂分段制作。预制桩的强度应满足起吊、锤击和承载力三方面的要求。预制方桩组合接头有电焊角钢接头和硫磺胶泥浆锚接头两种，接头一般不超过 2 个。管桩的组合接头常用端板焊接连接，接头不宜超过 3 个。当有嵌岩要求时，应对方桩桩尖加固或管桩配置桩靴。

钢桩　有钢管桩和 H 型钢桩两种。钢管包括螺旋焊接管和卷板焊接管，常用管径为 $\phi400$～$\phi900$，每节长度为10～15m。钢管桩分上、中、下节，每节略有不同。上节桩顶部和下节桩下端部因承受较大的锤击力，常在外圈加焊扁钢圈加强。钢管桩接桩时，接头处加内衬圈电焊焊接。H 型钢桩常用规格型号为 200mm×204mm～500mm×500mm，壁厚11～28mm 不等。用于水质有侵蚀性地区的钢桩，应作防腐蚀处理。其方法有安装阴极保护装置、外表层涂防腐层和增加腐蚀余量等。钢管桩顶部采用锅底形厚 8～10mm 的钢板封口焊接，也有用高标号混凝土深 1500mm 左右封口。桩顶均设置锚筋和基础连接。钢管桩打完后，超设计标高的部分还需用内切割机予以割除。

灌注桩施工 包括钻孔灌注桩、支盘灌注桩、沉管灌注桩、人工挖孔桩、钻孔压灌桩。钻孔灌注桩、支盘灌注桩在成孔过程中，应对孔径、孔斜、孔深、沉渣厚度等进行质量检测。

钻孔灌注桩　包括回转钻孔灌注桩、冲击钻孔灌注桩、扩底钻孔灌注桩、螺旋钻孔灌注桩、旋挖钻孔灌注桩。钻孔灌注桩以泥浆护壁成孔时，钻孔内泥浆面应始终保持高于地下水位以上。

回转钻孔灌注桩分正循环（泥浆通过钻杆送入孔底，沉渣随泥浆孔底由孔内返到地面）和反循环（泥浆由泥浆池流入钻孔内，沉渣通过钻杆排至地面），适用于地下水位以下的黏性土、粉土、砂类土及强风化岩。冲击钻孔灌注桩除适用上述地层外，还特别适用碎石（砾石）、穿透砂层和原有基础等地下障碍物。螺旋钻孔灌注桩仅适用于地下水位以上的黏性土、粉土、砂土及人工素填土。旋挖钻孔灌注桩适用于黏性土、粉土、砂土、碎石土、全风化基岩、强风化基岩及人工填土。

钻孔灌注桩在桩位钻孔（冲孔）时不下套管，不挤土，属非挤土桩。成孔时为防止成孔后坍土，用护筒清水（即使孔内水压保持高于地下水压）或泥浆护壁。待钻至设计深度后，立即进行第一次清孔，放入钢筋笼及导管安装完毕后，在浇筑混凝土之前进行第二次清孔，然后浇筑混凝土成桩；使用泥浆护壁时必须采用水下混凝土浇注施工工艺成桩。桩底清孔和混凝土浇筑是质量关键。

扩底钻孔灌注桩在成孔至桩端设计标高后，进行第一次清孔，清孔后调换扩孔钻具进行扩底，扩底前应先起动泥浆泵进行泥浆循环，再施加钻压，逐渐撑开扩孔刀进行扩底成孔。

支盘灌注桩　由主桩、承力盘及分支组成。适用于硬塑和可塑状态的黏性土，以及粉土和砂类土，支盘应设在结构稳定、压缩性较低、承载力较高、厚度较大的土层中。干作业成孔可采用长螺旋钻，其施工工艺与螺旋钻孔灌注桩相同。地下水位以下可采用反循环钻，泥浆护壁成孔。在钻孔结束后，下入全液压支盘成型机，在适当位置对钻孔周围土体施以三维静压，挤扩为承力盘或分支。支盘成型在干作业时自上而下实施，水下作业时自下而上实施。支盘桩宜隔桩跳打。其他要求同钻孔灌注桩。

沉管灌注桩　包括振动沉管灌注桩和冲击式或外振内击沉管灌注桩。施工时将钢套管套上桩尖后用锤击法或振动法沉入土中挤土成孔，放钢筋笼，浇注混凝土，边振动边将套管拔出，混凝土同时得到振实，并在土中凝成桩体。沉管灌注桩宜用于黏性土、粉土和砂土；对厚度较大、灵敏度较高的淤泥和流塑状态的黏性土不宜采用大面积、密集的沉管灌注桩。

由于沉管灌注桩属于挤土桩，在施工过程中，为避免在混凝土未达到初凝强度时，后打的桩对邻近灌注的桩造成挤断，应安排好沉桩顺序（跳打），保证桩孔中的混凝土有一定的养护时间，以防止断桩。

人工挖孔灌注桩　适用于施工场地狭小、地上或地下有障碍物、地下水位埋深较大或地层透水性较差、能够进行局部疏干排水、持力层埋藏较浅的端承桩或摩擦端承桩，尤其适用于埋深较浅的强风化和中风化的岩基和倾斜岩体桩基。

人工挖孔灌注桩施工前应制定可靠的安全施工措施，边挖边护壁，对黄土、硬黏土经无护壁试挖成功的场地，可不采用护壁工艺。当桩净距小于 2.5m 时，应采用间隔开挖。相邻排桩跳挖的最小施工净距不得小于 4.5m。当孔底地下水无法抽干时，必须采用水下混凝土浇注施工工艺。

钻孔压灌桩　用长臂螺旋机成孔并压灌混凝土的一种灌注桩，适用长臂螺旋钻进的一般场地。但在地下水位以下有流砂、淤泥及砂卵石等易于塌孔的地层施工时，宜一钻到底，直接压灌以防钻孔塌孔。钻孔压灌桩施工需要专门的钻机和压灌设备，钻孔至设计标高后，先压灌水泥浆（水灰比为 0.4～0.8），注入量为桩体积的 3%～10%（出料口以 0.1～7.5MPa 的压力注入，以使水泥浆渗入孔底和孔壁，增加其桩端阻力和桩侧摩阻力）。压浆后，压灌超流态混凝土至浮浆溢出，混凝土达到设计标高后，放入或压入钢筋笼并按设计要求固定其高度。根据桩间距和桩间土的渗透情况，按顺序连续，或相隔跳跃，或按凝固时间间隔施工，以防串浆影响钻进。

Jibusi hanshu

吉布斯函数

（Gibbs function）　热力状态参数之一。用符号 G 表示，其定义为

$$G=H-TS \tag{1}$$

式中 H、T 和 S 分别是系统的焓、温度和熵，且都是状态参数，故吉布斯函数也是状态参数，其单位与焓相同，为 J。单位质量的吉布斯函数为比吉布斯函数，以 g 表示，单位是 J/kg，$g=h-Ts$，将其微分，并与 $\mathrm{d}h=T\mathrm{d}s+v\mathrm{d}p$ 相结合整理，可得

$$\mathrm{d}g=-s\mathrm{d}T+v\mathrm{d}p \tag{2}$$

可见，对于可逆定温过程，$\mathrm{d}g=v\mathrm{d}p$，说明工质吉布斯函数的减少，等于可逆定温过程中对外所做的技术功，或者说吉布斯函数是在可逆定温条件下焓中能够转变为功的那部分，故又称吉布斯自由焓或定温—定压位。可以用吉布斯函数的变化来判断定温—定压化学反应自发进行的方向与限度，即简单可压缩系统一切自发的定温定压反应总是朝着吉布斯函数减少的方向进行的，直到达到其极小值的平衡态为止。

ji de qidong reli sheji

级的气动热力设计

（aerothermodynamic design of blade stage）　确定叶片级的通流部分的气体流动规律和热力性能所进行的优化设计与计算。通常有正问题和反问题两种方法，前者是对已设计好的扭叶片级进行气动性能计算，若计算结果不符合设计要求，要修改设计直到满足要求为止，后者是按设计要求确定级通流部分尺寸和叶片型线，计算该级的气动热力性能。

直叶片级通常以级的平均截面上的参数和平面叶栅吹风试验数据为基础进行一维气动热力设计。

扭叶片级是根据级内气体流动规律的控制要求，将其静、动叶片的进出口几何角设计成沿径向变化的级。最初发展的扭叶片级是为满足动叶片进口相对气流角因圆周速度沿径向变化而改变的要求采用的，用于径高比 $D/L<7.0$ 的级。随着计算机技术的发展，扭叶片加工水平的提高和制造成本的下降，较短的叶片也设计为扭叶片，例如现代大功率汽轮机压力级全部用扭叶片级。通常被实际运行证明性能优良的扭叶片可作为进一步开发和研究的基础，扭叶片的设计计算按照气动性能最优的原则进行，还要满足强度、振动方面的要求。

扭叶片级气动热力设计方法主要有简单径向平衡法、完全径向平衡法、全三元法等。

简单径向平衡法　将流动看作是可压缩、定常、轴对称的圆柱面流动，即汽流径向的分速度 c_r 为零，汽流参数沿轴向不变。微元体径向受力情况示意见下图。

简单径向平衡方程为

$$\frac{1}{\rho}\frac{\mathrm{d}p}{\mathrm{d}r}=\frac{c_u^2}{r} \tag{1}$$

式中 ρ 为密度，kg/m³；$\mathrm{d}p/\mathrm{d}r$ 为径向压力梯度，kg/m³；c_u 为汽流切向速度，m/s；r 为径向坐标，m。

该方程表明叶片轴向间隙内汽流切向分速 c_u 产生的离心力完全被径向静压差所平衡。确定轴向间隙中汽流的平衡条件后，可用解析法和数值法求出所需的流动特性，扭叶片按此规律成型。通常应用较多的是等静叶出口汽流角 α_1，等环流和等密度流型，例如喷嘴出口用等环流、动叶出口用连续流流型等。流型的合理选择要综合考虑效率、工艺、强度、振动、通用性等因素。

完全径向平衡法　将流动看成可压缩、绝热、定常的任

意回转面流动，运动方程的向量形式为

$$\frac{D\vec{c}}{\mathrm{d}t}=\vec{f}-\frac{1}{\rho}\nabla p \qquad (2)$$

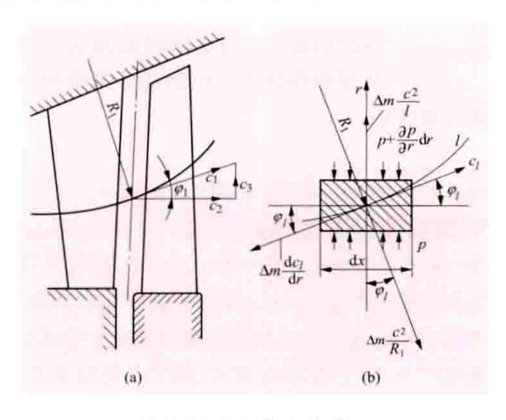
式中$\vec{c}=\vec{f}(c_z, c_u, c_r)$，其中$c_z$，$c_u$，$c_r$分别为轴向、切向、径向的速度分量，m/s，$\frac{D\vec{c}}{\mathrm{d}t}$为速度的全导数；$\vec{f}$为作用于单位质量流体上的体积力，Pa；$\nabla p$为压力梯度，kg/m^3。式（2）须加入连续性方程、能量方程和状态方程才能使整个方程组封闭。

轴对称假设条件下的完全径向平衡方程为

$$\frac{1}{r}\frac{\partial p}{\partial r}=\frac{c_u^2}{r}-\frac{c_l^2}{R}\cos\varphi_l+c_l\sin\varphi_l\frac{\partial c_l}{\partial l} \qquad (3)$$

式中c_l为流线方向的气流速度，m/s；φ_l为流线的倾斜角；R为流线的曲率半径，m；$\frac{\partial p}{\partial r}$为单位质量流体承受的表面力在径向的分量，$\frac{c_u^2}{r}$为流体微团的切向分速$c_u$所产生的向心加速度在径向的分量，$c_l\sin\varphi_l\frac{\partial cl}{\partial l}$为单位质量流体在子午流线方向的加速度所产生的惯性力在径向的分量，$\frac{c_l^2}{R}\cos\varphi_l$为单位质量流体因子午流线弯曲所引起的离心力在径向的分量。

式（3）实质上是沿半径方向的牛顿第二定律，它表明流体压力、切向分速度沿叶高的变化与流线的形状有关。控制流道内或静动叶片间隙内压力沿径向的合理分布，可改善叶片根部、顶部的气动特性，提高级的内功率和内效率。通常，采用的方法有可控涡设计，还有静叶沿径向倾斜和扭转等。求解完全径向平衡方程常用流线曲率法和矩阵通流法。流线曲率法将沿叶高进行流线的计算及叶高各节点的气动热力设计，每次计算后要进行压力、流量、流线位置的判别；若不符合误差要求，则重新进行迭代计算。若为非轴对称情况，须在径向平衡方程中加入非轴对称附加项，然后求解。流线曲率法数学模型简单，物理概念清晰，计算程序易懂，应用较为广泛。矩阵通流法利用满足于连续性方程的流函数，在叶道内设置一网格点的矩阵，得到流场方程，该方程可用有限差分形式表示，并用松弛法求解。当流函数的变化对流场参数的影响可忽略时，认为流场已经收敛。但矩阵通流法对超跨音速流场的计算较难收敛。



微元体径向受力情况

(a) 计算截面示意图；(b) 微元流体径向受力情况

全三元法　即求解三维纳维-斯托克斯（Navier-Stockes，N-S）方程组。在静止坐标系内的非定常雷诺平均N-S方程组为

$$\frac{\partial\rho}{\partial t}+\nabla\cdot\rho\vec{c}=0$$

$$\frac{\partial\rho\vec{c}}{\partial t}+\nabla\cdot(\rho\vec{c}\vec{c}-\vec{\tau})-\rho\vec{f}=0 \qquad (4)$$

$$\frac{\partial\rho E}{\partial t}+\nabla\cdot(\rho E\vec{u}-\vec{c}\vec{\tau}+q)-\rho(\vec{f}\cdot\vec{c})=0$$

式中q是热量，J；E是内能，J；$\vec{\tau}$是应力张量，Pa。必须加入状态方程和紊流模型才能使整个方程组封闭。代数涡黏模型是模拟紊流最常用的方法，当参考系为旋转坐标系时，方程组还应加上附加项。

状态方程为

$$p=\rho R_a T \qquad (5)$$

式中p为流体的压力，Pa；T为流体的温度，K；R_a为气体常数，J/（kg・K）。

该方法不含任何近似的成分，比准三元方法准确，而且更容易实现，现已成为有用的设计工具，很多汽轮机、燃气轮机制造厂都在使用这些方法。

扭叶片级气动热力设计方法不断改进，从简单径向平衡法到完全径向平衡方法和全三元的方法，提高了扭叶片级的设计质量，缩短了设计周期。气动热力设计方法的进步，提供了扭叶片级的数值计算方法，能够比较准确地预测扭叶片级的性能，减少了试验费用和试验周期，对于不断提高级的经济性和安全性，不断提高整台汽轮机的性能，具有重大理论意义和现实意义。

20世纪60年代以前用简单径向平衡法设计扭叶片。20世纪50年代后期至70年代由简单径向平衡法进化到完全径向平衡法。完全径向平衡方程有两种表达方法，一种是以吴仲华教授为代表提出用滞止焓、熵梯度表示的，另一种是以美国L. H. 史密斯（L. H. Smith）和R. A. 诺瓦克（R. A. Novak）为代表的用压力梯度和密度表示的，20世纪70年代以后，求解完全径向平衡方程的主要方法流线曲率法和矩阵通流法逐步完善起来，从级的计算发展到缸和机的计算，初始用简化方法预估级的各种损失，后来发展到用各种损失模型来预测级直至整台汽轮机的性能。20世纪90年代以后，随着电子计算机技术的发展，直接求解三维N-S方程组已成为现实和可能，国内外在这方面进行了大量研究工作，从无黏三元流动发展到有黏可压缩三元流动，在边界条件、差分格式、网格生成技术、湍流和混合面模型方面做了大量工作，目的在于提高计算收敛速度和收敛稳定性，提高计算的精确度。

jizhong (danyuan) kongzhishi

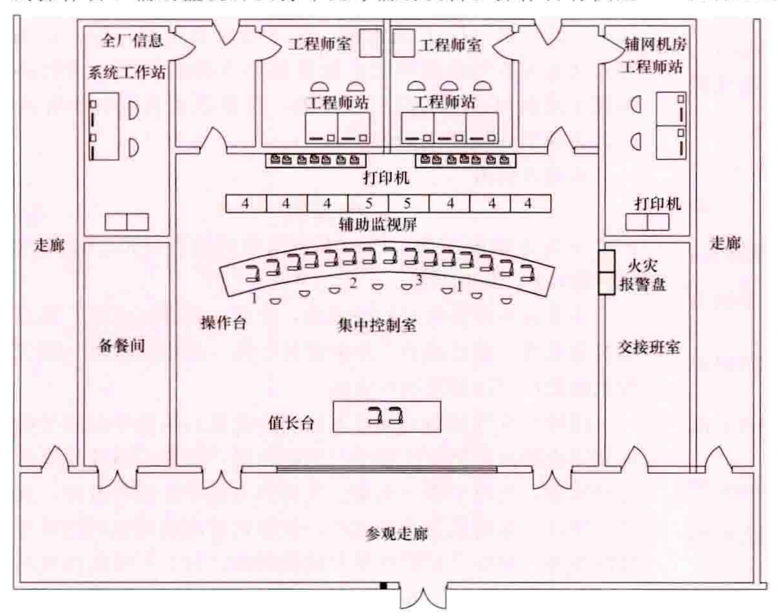
集中（单元）控制室 [central (unit) control room]

集中布置运行人员监视和控制单元机组、升压站及输电线路、辅助车间的建筑物。布置有热力、电气、电气网络等设备，是全厂的控制中心，体现电厂自动化水平的重要窗口。对锅炉、汽轮机、发电机等机组集中控制的称为单元控制室。

集中（单元）控制室的面积和设备配置，按照自动化控制水平及人性化的原则安排，大型火力发电厂的控制室一般采取2台机组合用的布置方式，也有采用3～4台机组集中布置的方式。

20世纪90年代以前，机组采用常规仪表监视和控制，

控制室内布置有大面积的显示屏和常规操作台。1998 年，外高桥发电厂一期工程 3、4 号机组除灰、除渣系统经改造，在机组集中控制室控制。中国自此逐步开始了辅助车间的集中监控。集中（单元）控制室内主要布置设有显示器和键盘的操作台、辅助监视屏及打印机等辅助设备。操作台有供运



典型的集中（单元）控制室布置图

1—机组操作员站；2—电气网络控制操作员站；3—辅助车间系统操作员站；4—机组监视大屏幕显示器；5—公用及辅助车间监视大屏幕显示器

行人员监视与操作的单元机组操作员站、电气网络控制操作员站和辅助车间监控网络操作员站；辅助监视屏上一般布置监视机组控制系统、辅助车间控制系统等的大屏幕显示器；打印机等辅助设备则灵活布置在室内的合适位置。

控制室的净空高度一般为 3.6m。操作台与辅助监视屏通常分前后两排一字或弧型布置，并考虑屏、台设备上下对应，按相同的顺序布置，以便于运行监视。屏与操作台之间距应保持 2～3m 的距离，以减轻长期监视的视觉疲劳。机柜的布置需考虑系统和功能的相对集中，使控制电缆最短，敷设交叉最少，同时应考虑开门和检修维护的空间。典型的集中（单元）控制室布置见图。

当集中控制室布置在集控楼时，一般在其后部或下部布置电子设备间，设置控制系统的机柜和电气系统的测量屏及保护柜等。其面积根据机组容量、类型及控制系统的规模确定，其布置见控制中心布置。

jizhongshi qishui quyang ji fenxi yibiao zhuangzhi

集中式汽水取样及分析仪表装置

(central steam-water sampling and analysis instrument) 由样品的采集装置、降压冷却装置、恒温恒压装置、分析仪表及相配套的附属装置组成的汽水取样集中的仪表分析系统。对于不同参数机组的热力系统，应设置相应的水汽集中取样与分析装置。

热力系统的水汽监督项目、仪表设置及取样点根据机组容量、型式、参数、热力系统和化学监督的要求确定，机组水汽取样点及在线仪表配置参见 DL/T 5068《火力发电厂化学设计技术规程》。水汽取样点的位置应根据给水运行工况和加药方式确定。300MW 及以上容量的机组，宜设置凝汽器检漏取样装置。

水汽集中取样分析装置的高温高压部分的高温盘架与低温低压部分的低温仪表盘架，宜分开布置，但距离应尽量短。布置低温仪表盘架的房间内应设置空调，装设高温盘架的房间或位置应考虑通风、排水及散热条件。水汽集中取样分析装置，宜两台机组集中布置在一起。

对于压力无法满足送至集中取样分析装置上的样品水，应设置就地取样降压冷却及仪表等设施。凝汽器检漏装置及分析仪表等设施应就近布置，检漏泵位置不应高于热井。

采集的水汽样品应具有代表性。

水汽取样系统应有可靠、连续、稳定的冷却水源，宜采用除盐水或凝结水，宜采用独立的冷却装置或利用辅机闭式除盐水冷却系统冷却样水。恒温装置冷却后样水温度宜低于 25℃。

水汽品质主要监测项目宜有信号输至主控制室。所有在线分析项目信号及取样装置运行状况信号，应根据机组热工控制系统的设置情况和要求送至相关控制系统，也可设置专门的计算机数据采集系统。先进控制系统的功能包括：数据采集、屏幕显示、参数处理、超出限定范围报警、制表和定时打印等，并具有断水、超温、超压等保护功能。部分仪表的监测信号还接入热力系统化学加药装置，控制加药泵的冲程或频率，自动调节加药量。

jisuanji jiankong xitong xingneng pingjia

计算机监控系统性能评价

(performance evaluation of computer supervisory system) 测试火力发电厂计算机监控系统的性能并做出客观评价。通常依据 DL/T 659《火力发电厂分散控制系统验收测试规程》和 DL/T 1083《火力发电厂分散控制系统技术条件》或相关技术规范的要求进行。

测试条件 即测试前系统应具备的基本条件。测试前，计算机监控系统应完成安装和调试，并投入连续运行；系统接地应符合制造厂和有关标准规定；系统的供电品质应符合制造厂的技术条件；测试所需的计量仪器应具备有效的检定证书，且误差限应不大于被检对象误差限的 1/3；系统所监控的机组及辅机已投入商业运行。

主要性能指标 测试和评价的主要性能指标有转换精度、容错（冗余）能力、系统实时性、系统裕度、抗干扰能力、可维护性等。

转换精度 系统在模拟量与数字量之间进行转换（A/D 或 D/A）及有关补偿计算时应达到的准确度。它包括电流（mA）、电压（V）信号输入转换的准确度；温度（热电阻、热电偶）信号输入转换的准确度；流量、水位、温度等信号补偿计算的准确度；电流（mA）、电压（V）输出转换的准确度等。

容错（冗余）能力 部分设备或模件故障及不当的操作

对整个系统的影响。容错测试主要包括按操作员键盘未定义的键，通信总线上任意节点、通信线路故障或人为切断/投入对系统的影响。冗余性能测试主要包括各种冗余模件（特别是冗余控制器）、冗余电源、冗余通信总线、冗余交换机、冗余服务器等正在运行的设备或模件人为退出时对系统的影响。

系统实时性　系统对事件或操作的处理时间是否满足相关标准和规范的时间要求。它包括：①人机界面的实时性，即操作员站显示画面调用时间应满足相关标准和规范。②控制器的实时性，即控制器处理开关量逻辑和模拟量算法的运算周期、处理汽轮机超速保护逻辑的运算周期等都应满足相关标准或规范。③I/O信号的实时性，即模拟量和开关量信号采集时间应满足相关标准和规范的要求，事件顺序记录（SOE）输入信号的分辨力应不低于1ms。④系统响应的实时性，即将系统的开关量输出信号直接连接到开关量输入通道，检测通过操作员站键盘发出操作指令，至屏幕画面显示反馈信号的时间，即系统操作响应时间。该响应时间应不超过相关标准或规范的规定。当采用通信接口与其他控制系统连接时，也采用上述方法测试。

系统裕度　系统主要设备的负荷率和余量。它包括：①CPU的负荷率。所有控制站的控制器、操作员站、计算站、历史数据站等设备的CPU在恶劣工况下的负荷率。②通信网络的负荷率。在繁忙工况（如快速减负荷、机组跳闸等）下的通信负荷率。③电源容量的裕度。控制站采用冗余电源方式，在一路供电失去时，电源的余量。④计算机存储空间的余量。控制器、人机界面计算机内存及外存的存储余量。⑤I/O通道的余量。各类I/O通道的余量，控制机柜内模件槽位的余量。

抗干扰能力　系统抗射频、抗共模和差模干扰的能力。①抗射频干扰测试方法是用瞬间或短时达到4.8～5.0W、频率为400～500MHz的步话机做干扰源，距敞开柜门的控制机柜1.5m处工作，检查是否对系统产生影响。②抗共模和差模干扰测试，是在模拟量信号输入端子叠加模拟共模和差模干扰电压，然后测量由此引起的通道偏差，并计算共模抑制比和差模抑制比，判断是否满足相关标准和规范的要求。（见计算机控制系统抗干扰）

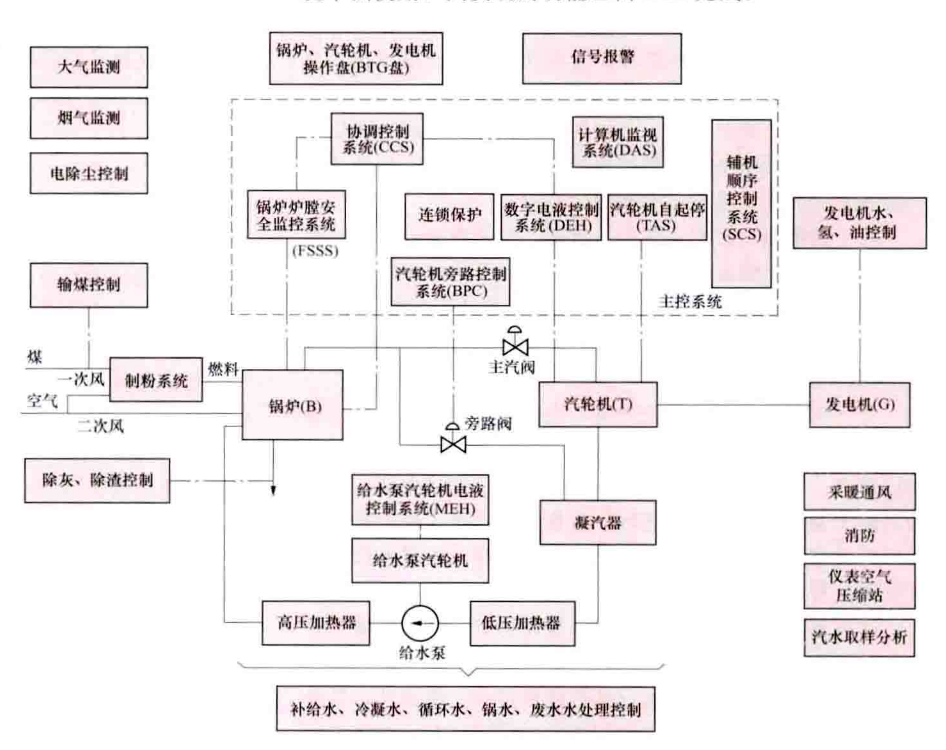
可维护性　主要包括：①任意拔出一块输入或输出模件，系统是否能显示该模件的故障状态，并自动地按预先设计的方案进行处理。在模件插、拔过程中，系统其他模件是否受影响。②切除并恢复系统外围设备、操作员站、工程师站、节点等是否出现异常工况。

测试评价　即测试结论，将测试数据与相关标准或规范中的性能指标进行比较，从而评价系统性能是否全部或部分满足要求。

jisuanji jianshi xitong

计算机监视系统　(computer monitoring system)

以计算机为核心对生产过程进行全工况开环监视的系统，也称为数据采集系统（data acquisition system，DAS）。它与模拟式或数字式的控制系统共同构成单元机组的控制系统（如图所示）。1984年，计算机监视系统的试点工作即在陡河电厂7、8号机组展开。此后，随着分散控制系统（DCS）在火电厂的普遍使用，计算机监视系统很少作为一个独立系统单独使用，其实现的功能已由DCS完成。



单元机组控制系统

计算机监视系统（或DAS）按其功能可归纳为信息输入、信息处理、报警处理、报表、操作指导、性能计算、事故追忆、人机接口及信息输出等几个部分。其硬件包括输入通道、输出通道、通信网络、计算机系统、人机接口等。

jisuanji kongzhi xitong kangganrao

计算机控制系统抗干扰　(anti-interference of computer control system)

对计算机控制系统内部和外部的电气干扰加以抑制或消除的措施。电气干扰会引起设备、传输通道随机错误或系统性能的不稳定，通过确定干扰源、干扰传播路径（或传输通道）和干扰敏感体，制订抑制或消除的措施，对计算机控制系统安全稳定运行非常重要。

干扰源　危害性电气干扰信号的产生者，它包括内部干扰和外部干扰。内部干扰指装置内部的各种元器件或电路引起的干扰；外部干扰指由使用条件和外界环境因素所引起的干扰。

干扰类型　一般把干扰分为常模干扰、共模干扰和串模干扰。主要通过三种途径影响计算机系统：①通过电源线和地线；②通过输入、输出线；③通过电磁感应和辐射进入计

算机控制系统。

常模干扰　所有叠加在线路电压正弦波上的干扰都称为常模干扰，它包括电网的过、欠电压，电网的瞬态突变，雷击，半周电压、停电、尖峰、射频干扰及波形失真等。常模干扰是供电问题引起计算机不能正常工作的主要原因。

共模干扰　产生于载流导线与规定参考点（通常指接大地的地线）间的电磁干扰，呈现为单相电源线、信号输入线或输出线与地线之间的电位差，又称共态干扰、纵向干扰。共模干扰往往是电场耦合、磁场耦合、地电位差以及化学或热电势等作用的结果。当信号两端出现不可避免的不平衡时，共模干扰电压将转换为差模干扰而影响系统。

串模干扰　出现在电路往、返引线之间的电磁干扰，与有用信号相串联，在接受设备输入端形成干扰电压或电流，又称差模干扰、横向干扰。产生的原因大多是电磁场在信号间的耦合感应或不平衡电路转换共模干扰。干扰信号经常是一些杂乱的波形，且变化比被测信号快。

抗干扰措施　针对主要的干扰源，尽量衰减其能量，消弱其峰值，然后阻止其剩余的部分进入计算机控制系统。通常采用克服空间感应的抗干扰措施、过程通道的抗干扰措施、电源系统抗干扰措施以及地线配置抗干扰措施和软件设计上的抗干扰措施。

克服空间感应的抗干扰措施　空间感应的主要来源是电磁场在空间的传播，一般采用良好的屏蔽和正确接地的方法加以解决。电场屏蔽解决分布电容问题，一般接大地；电磁场屏蔽主要避免高频电磁场辐射干扰，由连接大地的低阻金属材料做成屏蔽层；为防止磁感应、磁耦合，磁屏蔽层采用高导磁材料并接大地。

过程通道的抗干扰措施　通常采用抑制干扰和切断干扰路径的方法。

现场控制设备距离较远，信号线数量多、距离长，易受周围强电设备的干扰。采用抑制干扰的措施包括：①信号线远离动力线和强电设备；②电源和信号线分别走线；③选择带屏蔽层的双绞线、同轴电缆或在埋地铁管中走双绞线来连接信号，并配以良好的接地措施；④采用滤波电路消弱叠加在模拟输入信号上的高频干扰信号。

切断干扰路径主要依靠隔离措施，包括：①模拟电路的隔离：互感器隔离线性隔离放大器隔离；②数字电路的隔离：脉冲变压器隔离、继电器隔离、光电耦合隔离；③模拟电路与数字电路之间的隔离：模/数转换器将模拟信号转换成数字信号后采用光电耦合器隔离等。

电源系统的抗干扰措施　计算机监控系统大多采用交流供电，主要措施包括单独引入电源线，合理配置和使用稳压装置（如交流稳压器、电源低通滤波器等），设计防雷击、浪涌电路，使用屏蔽隔离变压器等。系统内部的直流供电电源之间也应相互隔离，通常采用电压隔离器（DC/DC 变换器）。

“地”线配置的抗干扰措施　正确的接地是计算机控制系统抑制干扰和保障设备可靠运行的主要方法。按作用分为保护性接地和功能性接地。保护性接地包括防电击、防雷、防静电、防电蚀接地，控制系统的保护性接地的方式选择和安全要求需符合 GB 14050—1993《系统接地的型式及安全技术要求》的规定；功能性接地也称工作接地，包括逻辑、屏蔽、信号回路、本安接地。工作接地中考虑：①计算机自身应有良好的地线，分散控制系统（DCS）的接地电阻小于4Ω；②系统中每个装置只能有一个接地点，同一装置的模拟、数字、功率、传感器信号电路各自分别连接，然后汇流到一点，系统地线应尽量短而粗，以减少接地电阻；③不能把交流地线当做安全保护地线。

软件设计上的抗干扰措施　通常采用：①数字滤波，可用多次采样取平均值的平均法，或多次采样去除最大、最小值后取平均值的比较平均法；②指令复执，即机器检查发现错误之后，令当前指令重复执行若干次，若仍解除不了故障，则需采用故障诊断技术；③程序卷回，即不是复执一条指令而是复执一段程序；④程序死锁或失控后的自恢复功能等。应根据系统具体情况，找出相应的策略，并用程序排除干扰。

jishu jingji zhibiao

技术经济指标　(technical and economical index)

衡量所设计的火力发电厂具有的技术水平和经济效益的主要评价指标。主要有供电煤耗率、厂用电率、发电单位成本、厂区占地面积等。

供电煤耗率　火力发电厂在一定时间内所消耗煤炭及其他燃料与发出电量之比，称为发电煤耗率。煤耗量与供电量（发电量扣除厂用电量）之比称为供电煤耗率。为使燃用不同发热量的煤炭或其他燃料的发电厂的煤耗率指标具可比性，通常将所消耗的燃料折算成标准煤（低位发热量为29.3kJ/g）计算的煤耗率指标，称为标准煤耗率，简称标准煤耗，单位为 g/（kW·h），即每送出 1kW·h 电所消耗的标准煤质量。

供电煤耗率是反映电厂发电能源利用效率的重要指标，反映了火电厂自身技术装备水平、生产运行和管理水平所带来的在燃料消耗量和耗电量上的高低差别，是衡量电厂运行经济性的基本指标，较发电煤耗率具有更大的综合性。

随着小机组的关停，新建单机容量的增大，蒸汽参数的提高，生产和管理水平的改善，厂用电量的降低，中国火力发电厂平均供电煤耗率逐年下降，已达到世界先进水平。1985～2011 年的平均供电煤耗率见表 1。

表 1　1985～2011 年中国 6MW 及以上火力发电机组平均供电煤耗率 [g/(kW·h)]

年　份	1985	1990	1995	2000	2005
供电煤耗率	431	427	412	392	370
年　份	2007	2008	2009	2010	2011
供电煤耗率	356	345	340	333	329

厂用电率　发电厂为发电所耗用的厂用电量与发电量之比的百分率称为厂用电率。火力发电厂因燃料的品种不同，厂用电率会有较大的差异。燃油、燃气电厂的厂用电率要低于燃煤电厂；热电厂的厂用电率高于凝汽式电厂；相同容量的机组也会因给水泵和磨煤机的选用以及冷却方式不同而有不同的厂用电率。中国火电厂厂用电率逐年变化情况见表 2。

表 2 1985～2011 年中国 6MW 以上火电厂平均厂用电率（%）

年 份	1985	1990	1995	2000	2005
厂用电率	7.78	8.22	7.95	6.28	6.69
年 份	2007	2008	2009	2010	2011
厂用电率	6.62	6.79	6.62	6.33	6.23

发电单位成本　火力发电厂单位时间内的发电量除以发电成本。发电成本由生产成本和财务费用组成。生产成本包括燃料费、购入电力费、用水费、材料费、工资及福利费、折旧费、大修理费等；财务费用指建设资金由生产运行期归还的利息、经营性借款利息、生产流动资金借款利息以及汇兑净损失等。其中，占份额较大的是燃料费和折旧费，除燃料费外，其余费用随发电量多与少的变化很小。因此，年发电量越高，发电单位成本就越低。

随着煤价的上涨与波动，燃料费用在发电成本中所占比例也在增加和波动，2000～2012 年变化情况见表 3。

表 3 2000～2012 年中国发电成本中燃料费用所占比例（%）

年 份	2000	2005	2007	2008
燃料费用比例	39	49	54	60
年 份	2009	2010	2011	2012
燃料费用比例	63	69	64	63

厂区占地面积　火力发电厂厂区占地包括生产区占地和厂前建筑区占地。为了便于比较，占地面积都按围墙轴线计算，征地时还要购入边、角地，故实际征地面积要稍大于图纸上的占地面积。当配电装置、水域处理站、污水处理站等生产设施脱离厂区布置时，其用地应计入厂区用地内。

电厂的具体占地面积随机组容量及系统的不同有较大差别。一般新建电厂当采用循环供水系统、铁路运煤时，2×300MW 机组电厂厂区占地面积在 24.45hm² 以内；2×600MW 机组占地面积在 36.44hm² 以内；2×1000MW 机组占地面积在 44.18hm² 以内。其中厂前建筑区分别控制在 0.8、1.0、1.0hm² 以内。

jiareqi baohu xitong

加热器保护系统　(protective systems of heaters)　防止因加热器故障或失效引起事故扩大的设施。由于加热器水侧泄漏或疏水自动调节装置失效，有可能造成加热器蒸汽空间满水并危及主机，因此，加热器都设有必要的保护系统。

加热器保护系统的基本任务是防止因加热器原因引起的汽轮机进水、加热器爆破和锅炉断水事故。为此加热器均设有给水旁路联动操作装置，还应具有异常水位保护和超压保护的功能。

异常水位保护　一般设置有低水位、高水位和超高水位保护。除声光报警信号外，低水位时停疏水泵；高水位时开危急疏水阀、强制关闭抽汽止回阀及抽汽隔离阀；超高水位时联动给水自动旁路装置，发出加热器停用信号。采用电动阀门的给水系统自动旁路时，先开旁路阀，至全开后连锁关闭进、出水阀，以确保锅炉不断水。

超压保护　包括水侧超压保护和汽侧超压保护。如加热器水侧进出口阀门关严而蒸汽仍漏入汽侧时，可能使密封在管内的水受热膨胀引起超压。如管束破裂而疏水装置不能及时疏出漏入水量时，可能引起抽汽止回阀强制关闭导致汽侧壳体超压。为此，汽侧和水侧均应装设安全阀，必要时还应装设超压报警装置。

加热器保护系统设计要点是：①事故威胁较大的环节应设置双重或补充的保护设施；②保护部套应高度可靠；③具备及时发现和准确判断水位升高情况及迅速处理的可能；④应设有便于分析满水情况的记录式仪表；⑤合理设置遥控和就地操作及监视仪表。

jiasuqi jiance

加速器检测　(accelerator inspection)　见射线检测。

jiayang chuli

加氧处理　(oxygenated treatment, OT)　向锅炉给水中加入适量的氧（氧气或过氧化氢）和氨，使金属表面形成致密的保护膜的防腐蚀技术。

与水接触的钢铁表面生成的氧化物的主要成分是 Fe_3O_4。在 Fe_3O_4 形成过程中，由金属表面逐步向金属内部氧化生成了比较疏松的内伸 FeO 层，在氧化层的外部的主要成分是 Fe_3O_4。总体结构疏松，水可继续对金属腐蚀。

采用给水加氧处理后，氧化物的外层可形成致密的 α-Fe_2O_3 保护膜，减缓了水对金属的腐蚀。

锅炉给水采用加氧处理的必要条件是保证高纯度的给水水质，其电导率应小于 0.2μS/cm（25℃）。一般需要设置凝结水处理设备和保证锅炉补给水水质。当锅炉实施给水加氧处理时，加入的氧气量和 pH 值的调节要根据实际需要加以确定。

中性水处理（NWT）　向锅炉给水中只加入适量的氧（氧气或过氧化氢），而不加氨，防止热力设备腐蚀的技术。中性水处理一般用在食品工业的锅炉或者空冷机组锅炉的给水处理。锅炉给水采用中性水处理时，由于给水中仅加入氧不加氨，给水的 pH 值较低，一般处于 6.5～7.5 范围内，对酸性污染的缓冲性差。

联合水处理（CWT）　为避免中性处理对酸性污染的缓冲性差的问题，向锅炉给水中加入适量氧和氨，使得给水的 pH 值控制在 8.5～8.8 的范围内的加氧处理技术。该技术可有效防止 CO_2 漏入所引起的酸腐蚀，并可有效控制铜合金的腐蚀速度。所以联合水处理不仅适用于低压加热器为全铁系统，也适用于低压加热器为铜合金材料的机组。

中性水处理和联合处理是最初从国外引进加氧处理技术时的称谓，现在已经统称为加氧处理。1985 年，中国首次在望亭电厂 300MW 亚临界直流机组开展锅炉给水加氧处理试验研究和应用。2002 年，中国首次在汽包炉上采用给水加氧处理技术。此后随着技术的成熟，给水加氧处理技术已在中国电厂广泛应用。

jianxiu sheshi

检修设施　(facility for maintenance)　为满足电厂各系统、设备检修和维护所配置的设备、检修起吊设施、检

修场地和建筑物、通道的统称。

厂房检修设施　主要包括：①汽机房。125～200MW机组装机4台及以上，300MW及以上机组装机2台及以上时，可装设2台起重量相同的桥式起重机，起重量根据检修时起吊的最重件（不包括发电机静子）选择。检修场地面积按满足室内检修要求设计。当运转层采用大平台布置时，每2台机组设置1个零米检修场，采用岛式布置时，每2～4台机组设置1个零米检修场；面积按满足大件吊装及汽轮机翻缸的需要确定；并与设备进入汽机房的位置和安装场地统一考虑，合并设置。②锅炉房。设置客货两用电梯，载重量为1～2t；125MW机组为2台锅炉设1台，200MW及以上机组为每台锅炉设1台，通常布置在炉前靠集控室一侧。锅炉本体设置从零米提升至炉顶平台的电动起吊装置和起吊孔，起重量为1～3t；在煤仓间两端设自底层至煤仓皮带层的起吊孔和起吊设施。③主厂房其他检修起吊设施设置。起重量1t及以上的设备、管阀件设置检修起吊设施；起重量3t及以上经常使用的起吊设备及起重量10t及以上的起吊设备需设置电动起吊设施。④主厂房内各主、辅机需留有检修空间和场地、通道。底层的纵向通道为贯穿直通，两端设大门，在汽机房零米检修场A列柱侧设置大门与厂区道路相连通。⑤输煤系统、除灰渣系统、锅炉补给水处理室、循环水泵房、燃油泵房、空气压缩机室等辅助厂房，需根据系统和设备特点、重量等条件设置检修设施和场地。

检修间设施　在中国，新建设的电厂不再设中心修配场，通常设有锅炉、汽轮机、电气、热工、输煤等设备检修间，所配置的面积和设备，按照发电厂规模、机组容量参照电力行业标准DL/T 5004《火力发电厂试验、修配设备及建筑面积配置导则》确定。

jianxiu wangluo

检修网络

检修网络　(maintenance network)　为检修设备提供电源的交流低压供电回路。

发电厂设置固定的检修网络，并在各检修现场装设检修电源箱，供电焊机、电动工具和试验设备使用。检修电源容量通常按电焊机的负荷确定。

检修网络采用单电源分组支接的供电接线。在主厂房内，一般由对应的动力中心引接。当380V厂用电为三相三线制时，可在检修配电箱内装设380/220V变压器，用于提供220V检修电源。主厂房以外的检修配电箱从就近配电盘引接。

检修配电箱一般在汽机房和锅炉房的底层及运转层、煤仓间、引风机室、碎煤机室及转运站、化水车间、水泵房、配电装置和控制室设置，配电箱数量按机组容量大小确定。主厂房内的检修配电箱的回路数应不少于4回，箱内需装设封闭的开关、插座及易于更换的熔断器，并配置漏电保护。

jianjie kongleng xitong

间接空冷系统

间接空冷系统　(indirect air cooled system)　以空气作为冷却介质，间接利用水为中间冷却介质，将汽轮机排汽冷却凝结成水的一种火力发电厂干式冷却系统。间接空冷系统的空气与排汽之间的热交换分两次进行，第一次是蒸汽与冷却水通过凝汽器换热，第二次是冷却水与空气通过冷却塔内的空冷散热器换热。

按凝汽器型式可分为表面式间接空冷系统（indirect surface condenser system，ISC，见图1）和混合式间接空冷系统（indirect mixing condenser system，IMC，见图2）。按空气冷却的通风方式可分为自然通风和机械通风两类，大多数间接空冷机组采用自然通风冷却塔，机械通风冷却方式通常应用于小型机组或发电厂辅助机械冷却水的干式冷却系统。

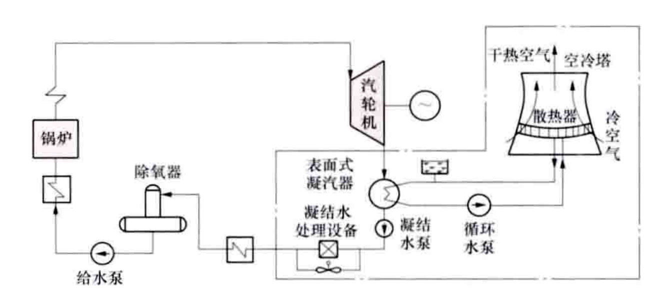


图1　表面式间接空冷系统流程图

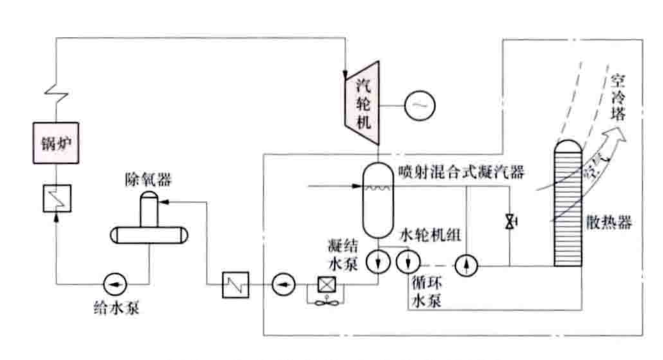


图2　混合式间接空冷系统流程图

系统组成　由凝汽器、冷却塔和空冷散热器、循环水系统和凝结水系统等组成的热力系统。

凝汽器　间接空冷系统的首次换热过程中，以冷却水作为中间冷却介质，将汽轮机排汽冷却凝结成水的换热设备。表面式间接空冷系统采用表面式凝汽器，凝汽器的型式与常规的湿式冷却系统一致。冷却循环水在凝汽器与散热器之间闭式循环，与凝结水系统完全分开。混合式间接空冷系统由匈牙利EGI公司的海勒（Heller）教授在20世纪50年代开发，故又称海勒系统。采用混合式凝汽器，即喷射式凝汽器。冷却水在凝汽器内经喷嘴喷射成薄的水膜（早期为水雾），排汽与冷却水混合而凝结。升温后的冷却水用循环水泵送往空冷散热器，冷却循环水在凝汽器和散热器之间闭式循环，但与凝结水混为一体，其中一小部分将作为凝结水返回到主凝结水系统。

冷却塔和空冷散热器　进行二次冷却水与空气热交换的冷却设施。由带翅片的散热片并联组成冷却管束，2组冷却管束呈60°布置，在入口处安装可调百叶窗，组成一组冷却三角单元，空冷散热器的冷却三角数量按总冷却面积确定。各冷却三角围绕冷却塔底部进风口垂直环形的布置称为立式布置；在塔内部进风口上侧呈水平面的布置称为水平布置。中国现有的间接空冷系统发电厂大多采用立式布置方式。

翅片管型式有板片式［或称为福哥（FORGO）型］翅

片管、热浸锌小管径椭圆管绕椭圆翅片管、热浸锌小口径椭圆管套装矩形翅片管等型式，板片式翅片管由匈牙利 EGI 公司的 L. 福哥（Laszlo Forgo）发明，为 4 或 6 排铝管穿胀铝翅片方式组成的全铝产品，是中国在间接空冷系统中应用较多的翅片管。

循环水系统　由循环水泵、循环水管道及阀门、附件等组成。表面式间接空冷系统的循环水系统与湿式系统类似，为闭式循环，水泵扬程较低。混合式间接空冷系统的循环水泵需要在高真空的凝汽器热井中吸水送往空冷散热器，水泵技术要求等同于凝结水泵。而为了预防空气漏入，需保持散热器顶部的正压，将使回水系统有过高的剩余压头，系统中采用水轮机回收能量，并调节系统总水头。通常水轮机与循环水泵同轴布置，称为水泵水轮机组。

凝结水系统　表面式间接空冷系统的凝结水由凝汽器底部集井通过凝结水泵输送至汽轮机的主凝结水系统。混合式间接空冷系统的凝结水与循环冷却水的水质相同，可从循环水泵出口引接，也可独立设置凝结水泵从凝汽器热井中吸水输送至主凝结水系统。

系统特点　对气象和环境条件影响的敏感程度，以及厂用电耗、运行费用均低于直接空冷系统；运行时噪声小；真空系统很小。但占地面积相对较大；投资较高；冬季防冻控制相对复杂；当采用全铝空冷散热器时，水系统需采用中性工况运行，水质控制要求较高。混合式间接空冷系统的循环水水质与凝结水相同，水处理要求较高。但凝汽器结构简单，造价低；端差小，有较高热效率。

系统设计　包括设计参数确定、系统优化计算、系统布置、防冻措施、度夏措施等。

设计参数确定　系统的设计气温、初始温差、额定背压和设计风速按空冷系统设计基本参数确定（见空冷系统）。在中国通常还需要按发电厂负荷特性，选择某个全年不满发的小时数（一般在 100～200h 范围内），在典型年干球温度统计表中对应的气温及计算背压，即“满发背压”；或核算夏季汽轮机输出额定出力时所允许的最高背压和气温条件。

系统优化计算　根据当地气象条件、汽轮机热力数据及空冷设备的特性、价格，结合系统设计参数进行多方案优化比较。间接空冷系统优化计算的可调整变量包括冷却倍率、散热器面积、冷却塔高、冷却塔出口直径、凝汽器面积及循环水管径等。计算确定冷却倍率、散热器面积、冷却塔相关尺寸、凝汽器面积等的最佳值。在中国一般采用年总费用最小法，将空冷系统的投资按规定分摊到每一年，加年运行费、折旧费、大修费及微增出力的补偿电量电费作为年总费用，以年总费用最小的方案为最优方案进行空冷系统配置。

系统布置　由于间接空冷系统采用干式冷却塔，不存在湿冷系统的飘滴、噪声及雾羽影响，冷却塔、循环泵房等设施的布置位置、标高配置等与湿冷系统相一致（见循环冷却水系统）。混合式间接空冷系统的水泵水轮机房通常毗邻汽机房 A 列柱布置。

防冻措施　空冷散热器暴露在大气中，在冬季低温状态下，管内的冷却水温较低。随着气温降低，过冷度逐渐增大，由于自然冷却塔自身的热动力抬升作用，仅依靠进风口百叶窗控制进风量，难以抵御冷空气侵入。间接空冷系统较直接空冷系统更容易发生冻结现象，最终可能会使管束堵塞、变形或冻裂。需在系统设计中采取防冻措施：①厂址选择时，应慎重考察当地环境气温条件，评估是否适合采用间接空冷系统。②在空冷散热器迎风面侧设置可调节的百叶窗。③将空冷散热器合理分段，运行中通过切断部分三角冷却单元（或扇段），减少散热器的冷却面积。④对易冻部位加局部保温或加热措施。⑤进出冷却塔的循环水环形管之间设置旁路阀，控制进入散热器的水量，保证机组起动时的循环水温在防冻的可控范围内。⑥运行过程中，采用控制机组背压在一定范围内等防冻措施。

度夏措施　间接空冷系统采用自然冷却塔的冷却方式，又有大容量循环水的缓冲，对气候变化的敏感性较低。当散热器面积和冷却塔的直径、高度设计确定后，最大空气流通量也已确定，风量调整不如直接空冷系统灵活。需在系统设计中采取度夏措施：①要求汽轮机具有合理的安全许用背压和跳闸背压值，并有安全裕量。②确定合理的度夏设计参数，如散热面积、设计干球温度和冷却塔高度、直径等，进行度夏散热能力核算。③国外有在冷却塔内部或外部布置干式/淹浸尖峰冷却器的度夏措施，在环境温度较高时，起动尖峰冷却器，降低循环水温度。④设空冷散热器清洗装置，在夏季之前，冲洗冷却元件，恢复正常状态。⑤系统的设计、施工需保证空冷散热器的严密性，防止冷却塔进风被旁路而降低换热效果。

jianchang tiaojian

建厂条件　（power plant site condition）　建设火力发电厂所必需的外部条件，包括场地、燃料、水源、灰场、交通运输、地质、水文气象、出线、环境保护、施工条件和其他特殊要求等。

场地　厂区用地需满足生产要求，但又必须尽量节约，尽可能减少拆迁和土石方工程量，特别要避免占用农田，并根据生产、施工和生活区的需要分期征用。

厂址应避让重点保护的自然和人文遗址，也不应设在有重要开采价值的矿藏上或采空区上。

燃料　火力发电厂一般以煤作为主要燃料，燃气轮机则用油、气作为燃料。燃料来源及其运输必须可靠。为避免燃料的长途运输，提倡建设矿口电厂。需要铁路或水路长途运输燃煤的电厂，宜采用较好的煤质。

水源　供水水源必须可靠，设计保证率应为 97%，并需考虑水利规划的影响。应严格控制使用淡水水源，积极利用再生水，坑口电厂应首先使用矿区排水。采用再生水作为补给水源时，应有备用水源。

采用地表水做水源时，在枯水情况下，应保证火力发电厂满负荷运行所需的水量，需采取措施保证水源不受到污染。直流冷却水系统的温排水需考虑生态环境，热污染不超过规定标准。采用地下水作为电厂补给水源时，应根据该地区当前及必保的规划工农业用水量，按枯水年水量平衡计算确定取水量，并应不大于允许开采量。北方缺水地区的电厂生产用水严禁取用地下水。将依据水源情况确定发电厂的冷却系统采用直流冷却水系统、循环冷却水系统或空冷系统。

灰场　燃煤电厂必须设有干式或湿式的储灰场地，其容积应满足电厂存储灰渣的需要（见贮灰场），可分期建设。

灰场尽量利用附近的塌陷区、废矿坑、山沟、洼地、荒地、滩涂地等，避免占用农田，不能占用江河、湖泊的蓄洪、行洪区，并考虑利用灰场造地还田的可能。灰渣应尽可能综合利用。

交通运输　要有合适的燃料、设备和器材的运输手段。可利用铁路和公路，沿江、海地区，条件适宜时可采用水运。

进厂铁路需选择合适的接轨车站，妥善处理车站和厂址的平面及高程联系，电厂铁路专用线应尽量短捷，并应避免与国家铁路线交叉或建造大型桥梁、隧道。公路运输灵活性高，运量小，运费高，一般在不具备铁路运输条件，且运量小、运距短时采用。水运的运输能力大，运费低廉，但码头和相关设施投资大，应根据厂址条件，落实建设水运码头的可行性，码头与厂区之间应有良好的运输通道。

地质　厂址应设在区域地质构造稳定的区段，避开地质灾害易发区、采空区影响范围，以及岩熔发育、滑坡、泥石流的区域，并远离活动断裂带。中国是地震频发地区，需对地震给予高度重视，厂址不应选在9度以上的地震区，大型电厂不应设在9度地震区。厂址应建设在尽可能使用天然地基或采取经济合理地基处理措施的地质条件区域。

水文气象　厂址所在地的水文、气象条件对建厂条件的影响。厂区场地标高应满足按规划容量等级所规定的防洪标准要求。对位于海滨、江河湖旁、山区、水库下游及有内涝地区的火力发电厂，厂区受洪（涝）水、风暴潮影响时应采取防洪（潮）措施。需关注气温、风、暴雨等气象参数对电厂，尤其是对空冷发电厂设计的影响。

出线　需有出线条件，并留有足够的出线走廊。

环境保护　厂址应位于大气扩散稀释能力较强、大气污染物本底浓度较小和噪声非敏感地区，并应注意与其他工业企业所排出的废气、废水、废渣和放射性废物的相互影响。电厂不应建于附近城镇或生活区常年主导风向的上风侧。除热电厂外，不应在大中城市城区及近郊区新建燃煤电厂。电厂建设中应采取措施，将排放的污染物和噪声严格控制在国家标准以内。

施工条件　电厂应有施工场地和施工必需的电力、用水和信设施等条件。

其他特殊要求　电厂位置必须满足军事设施、电台、通信、机场、人防、劳动安全、职业卫生、消防等方面的特殊要求。

jianshe xiangmu huanjing fengxian pingjia jishu daoze

建设项目环境风险评价技术导则　(technical guidelines for environmental risk assessment on projects)

规定了建设项目环境风险评价的目的、基本原则、内容、程序和方法。是建设项目环境影响报告书环境风险评价篇章编制与审核的技术依据。

2004年，国家环境保护总局发布了HJ/T 169—2004《建设项目环境风险评价技术导则》，该导则适用于涉及有毒有害和易燃易爆物质的生产、使用、储运等的新建、改建、扩建和技术改造项目（不包括核建设项目）的环境风险评价。

导则主要内容包括评价工作级别划分、风险识别、源项分析、后果计算、风险计算和评价、风险管理。

评价工作级别划分　根据评价项目的物质危险性和功能单元重大危险源判定结果，以及环境敏感程度等因素，将环境风险评价工作划分为一、二级（见下表）。

评价工作级别（一、二级）

评价项目	剧毒危险性物质	一般毒性危险物质	可燃、易燃危险性物质	爆炸危险性物质
重大危险源	一	二	一	一
非重大危险源	二	二	二	二
环境敏感地区	一	一	一	一

风险识别　包括生产设施风险识别和生产过程所涉及的物质风险识别。生产设施风险识别范围包括：主要生产装置、储运系统、公用工程系统、工程环保设施及辅助生产设施等；物质风险识别范围：主要原材料及辅助材料、燃料、中间产品、最终产品，以及生产过程排放的“三废（废水、废气、废渣）”污染物等。

物质危险性识别是按物质危险性及临界量对项目所涉及的有毒有害、易燃易爆物质进行危险性识别和综合评价，筛选环境风险评价因子。

生产过程潜在危险性识别是根据建设项目的生产特征，结合物质危险性识别，对项目功能系统划分功能单元，按物质危险性及临界量确定潜在的危险单元及重大危险源。

源项分析　确定最大可信事故的发生概率、危险化学品的泄漏量。采用事件树、事故树分析法或类比法确定最大可信事故概率。危险化学品的泄漏量要确定泄漏时间，估算泄漏速率。

后果计算　规定对有毒有害物质在大气中的扩散，采用多烟团模式或分段烟羽模式、重气体扩散模式等计算。对有毒有害物质在水中的扩散，采用HJ/T 2.3《环境影响评价技术导则　地面水环境》推荐的地表水扩散数学模式、湖泊扩散数学模式；油在海湾、河口的扩散采用油（乳化油）的浓度计算模型和油膜扩展计算公式；有毒有害物在海洋的扩散采用GB/T 19485《海洋工程环境影响评价技术导则》推荐的模式。

风险计算和评价　采用图或表综合列出有毒有害物质泄漏后所造成的多种危害后果。毒性影响通常采用概率函数形式计算有毒物质从污染源到一定距离能造成死亡或伤害的经验概率的剂量。

风险评价需要从各功能单元的最大可信事故风险 R_j 中，选出危害最大的作为该项目的最大可信灾害事故，并以此作为风险可接受水平的分析基础。风险可接受分析采用最大可信灾害事故风险值 R_{max} 与同行业可接受风险水平 R_L 比较：$R_{max} \leqslant R_L$ 则认为该项目的建设，风险水平是可以接受的；$R_{max} > R_L$ 则对该项目需要采取降低安全的措施，以达到可接受水平，否则项目的建设是不可接受的。

风险管理　主要是风险防范措施，包括选址、总图布置和建筑安全防范措施，危险化学品储运安全防范措施，工艺技术设计安全防范措施，自动控制设计安全防范措施，电气、电信安全防范措施，消防及火灾报警系统，紧急救援站或有毒气体防护站设计。还需编制应急预案。

jianzhu he jiegou

建筑和结构 (architecture and structure) 布置火力发电厂工艺设备和系统及其相关设施所需的各种建(构)筑物，主要有主厂房、烟囱、炉后区域建(构)筑物、电气建(构)筑物、运煤建(构)筑物、除灰建(构)筑物、水工建(构)筑物、化学建(构)筑物、其他辅助及附属建(构)筑物等。

建筑设计 根据发电厂各项工艺的功能要求合理安排建筑使用空间，协调建筑物与周围环境、外部条件的配合，拟定内部和厂房外观的造型和艺术处理；配合工艺解决建筑物的内部交通、防火、防爆泄爆、防水、防腐蚀、防噪声、防尘、防小动物、抗震、隔振、保温、隔热、日照、采光、自然通风和生活设施相关等问题。

结构设计 根据发电厂运行、检修、施工安装和建筑设计的功能需求，按照承载能力及稳定、正常使用和抗震设计要求进行上部结构设计，确定上部结构体系和结构布置，进行荷载计算、内力分析及构件截面设计验算；选择材料应满足结构耐久性、防火及防腐蚀性能。根据工程地质条件、上部结构类型及荷载进行基础设计：确定基础的形式和尺寸、验算地基承载力，进行基础的内力、配筋计算。确定上部结构和基础的构造措施。

主厂房 布置锅炉及其脱硝装置、汽轮机、发电机及其辅助设备的建筑物。由主厂房建筑墙体、楼梯及平台、门窗、办公用房、卫生设施，以及主厂房结构墙体、屋盖、各层楼盖、框排架梁柱、汽轮发电机基座、工艺设备基础等连成的建筑结构整体。

炉后区域建(构)筑物 布置除尘器、烟道及风机等工艺设备的建(构)筑物，由送风机室、除尘器支架、引风机室或检修支架、烟道支架、脱硫装置、烟囱等建(构)筑物组成。

电气建(构)筑物 包括集中控制楼、主控制楼(网络控制楼)、屋外变电构支架及主变压器、起动/备用变压器等及其他电气设备基础等建(构)筑物。

运煤建(构)筑物 主要由卸煤沟、翻车机室、储煤场、储煤筒仓、碎煤机室、转运站、运煤廊道、输煤综合楼、推煤机库等组成。

除灰建(构)筑物 布置除灰系统工艺设备的建(构)筑物。气力除灰由储灰库、气化风机房、空气压缩机室等组成；水力除灰有灰浆泵房、脱水仓、油隔离泵房以及浓缩池等建(构)筑物；还包括干式或湿式贮灰场的建(构)筑物。

水工建(构)筑物 布置给排水系统和冷却系统的建(构)筑物，包括取水建筑物、水泵房、冷却塔或空冷凝汽器支撑结构、综合泵房及污水处理间等。

化学建(构)筑物 布置锅炉补给水处理及其供给系统工艺设备的建筑物，一般由补给水处理间、酸碱储存和计量间、加药间、控制室、化验室等组成。

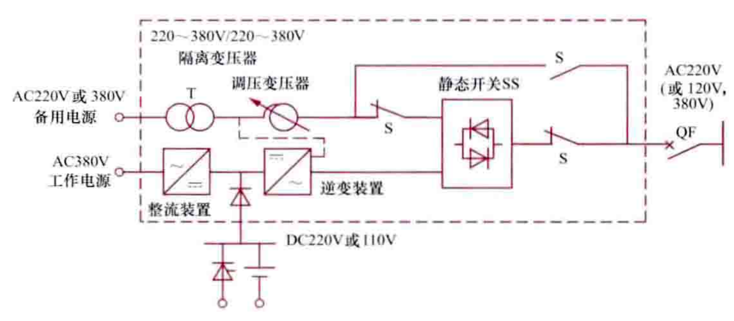
其他辅助及附属建(构)筑物 包括由燃油泵房、储油罐基础及室外设施组成的燃油系统建(构)筑物，还包括综合管道支架、空气压缩机室、储氢站、脱硝还原剂制备及储存间、起动锅炉房、金属试验室、检修维修间、警卫传达室、材料库、汽车库、消防车库以及厂前办公、生活、检修、值班人员休息楼等。

jiaoliu butingdian dianyuan

交流不停电电源 (AC uninterruptible power supply, UPS) 向火力发电厂不允许停电的重要的交流负荷提供不会中断、符合要求的交流电源的装置。该类负荷一般为热工控制的重要仪表、电子计算机及通信系统等。

UPS装置 常用经逆变装置和静态转换开关构成的静态UPS装置，由直流电动机拖动交流发电机的UPS装置在工程中已经较少使用。

静态UPS装置有多种类型可供选用，其原理基本相同，如图所示。



静态UPS装置原理框图

正常运行方式为由380V厂用电供电，经整流器变为直流，与蓄电池并联，再经静态逆变器变换为220V正弦交流电向配电屏供电。当交流电源消失时，由蓄电池向逆变器供给220V直流电。当逆变器故障导致输出电压异常或过载时，由静态开关SS切换至旁路备用电源供电。在机组正常工作状态时，逆变器输出电压需要跟踪旁路输出电压。

当逆变器和静态切换开关SS维修时，为保持不间断供电，手动旁路开关S切换至旁路电源回路供电。S有2副动断触点、1副动合触点，先闭后合。

UPS装置容量 根据电厂实际需要的负荷统计选择，留有适当裕度。300MW等级容量机组，通常1台机组设1套UPS装置；600MW级及以上机组，通常每台机组配置2套UPS。

UPS主要技术指标 主要有：①输出电压稳定度，稳态过程波动不大于±2%，动态过程波动不大于±10%；频率稳定度，稳态过程波动不大于±1%，动态过程波动不大于±2%。②输出波形失真度不大于3%。③不停电电源切换时间，小于4ms。④UPS应能保证连续供电30min。

jiaoliu liciji jingzhi zhengliuqi lici

交流励磁机静止整流器励磁 (excitation with AC exciter and stationary rectifier) 由交流励磁机经静止整流器供给发电机励磁电流的励磁方式。按照整流器是否可控，又可分为静止不可控整流励磁和静止可控整流励磁。

静止不可控整流励磁 交流励磁机的输出电压经静止不可控整流器整流后作为发电机励磁电源，交流励磁机的励磁则由同轴交流副励磁机经可控整流器整流后供给，如图1所

示。副励磁机为永磁式或感应子式中频发电机，其励磁电流由本身机端电压经自励恒压装置供给。静止不可控整流励磁方式的励磁系统顶值电压倍数一般为1.2～2.0倍，电压每秒增大为原来的0.5～1.0倍。

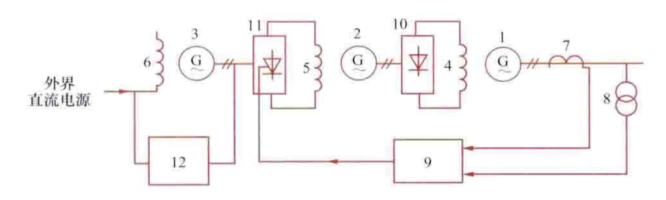


图1　交流励磁机静止不可控整流励磁原理图

1—发电机；2—交流励磁机；3—交流副励磁机；4—发电机励磁绕组；5—交流励磁机的励磁绕组；6—交流副励磁机的励磁绕组；7—电流互感器；8—电压互感器；9—自动电压调节装置；10—整流器；11—可控整流器；12—自励恒压装置

这种励磁方式的特点是：①励磁电源独立，不受电力系统扰动影响。②静止整流器供给发电机励磁绕组的励磁电流要经电刷和集电环导入。用交流励磁机和整流器代替了直流励磁机，取消了换流器，维护工作量小。③采用主副交流励磁机，全机轴系长度长，励磁系统接线复杂。④电压调节器通过交流励磁机控制发电机励磁，励磁系统时间常数较大，系统响应速度较慢。

静止不可控整流励磁方式主要适用于100MW及以上汽轮发电机，20世纪90年代以前在国内100～300MW发电机广泛应用，但因该励磁方式不属于高起始响应励磁系统，现已很少应用。

静止可控整流励磁　交流励磁机与发电机同轴，采用自励恒压方式，其输出经可控整流器整流后供给发电机励磁电流，如图2所示。由自动电压调节器控制可控整流器的导通角以实现发电机励磁调节。静止可控整流励磁方式属于高起始响应励磁系统，其顶值电压倍数一般可达2倍以上。

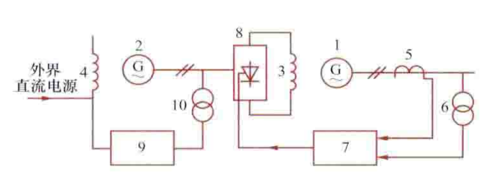


图2　交流励磁机静止可控整流励磁原理图

1—发电机；2—交流励磁机；3—发电机励磁绕组；4—交流励磁机励磁绕组；5—电流互感器；6—电压互感器；7—自动电压调节装置；8—可控整流器；9—自励恒压装置；10—励磁变压器

这种励磁方式的特点是：①励磁电源独立、电压响应速度快、动态性能较好，有助于电力系统稳定运行；②全控整流桥能实现逆变快速灭磁；③无副励磁机，全机轴系短。④交流励磁机容量较大，大功率可控整流元件成本高，励磁系统投资较大。

静止可控整流励磁方式适用于要求顶值电压较高及电压增长速度较快的大容量汽轮发电机。

jiaoliu liciji lici

交流励磁机励磁　(excitation with AC exciter)　励磁电流由与同步发电机同轴的交流励磁机经整流器整流后供给的励磁方式。按整流器类型可分为交流励磁机静止整流器励磁和交流励磁机旋转整流器励磁。由于交流励磁机不存在电流换向问题，其制造容量可提高，可配套应用于大容量汽轮发电机。

交流励磁机采用中频发电机，频率一般为100～400Hz；交流副励磁机采用永磁机或是具有自励恒压装置的交流发电机，属于他励励磁方式。

jiaoliu liciji xuanzhuan zhengliuqi lici

交流励磁机旋转整流器励磁　(excitation with AC exciter and rotating rectifier)　交流励磁机为旋转电枢型结构，电枢电流经装在同一轴上的旋转整流环整流后供给同步发电机的励磁方式，简称旋转整流器励磁。按整流器是否可控，又可分为旋转不可控整流励磁和旋转可控整流励磁。

旋转不可控整流励磁　交流励磁机电枢电流经旋转整流环整流后直接引到发电机励磁绕组，不需要电刷和集电环，或通常称为无刷励磁，如图1所示。其控制方式与静止不可控整流励磁方式相同，特点类似。此外，无刷励磁方式还有下列特点：

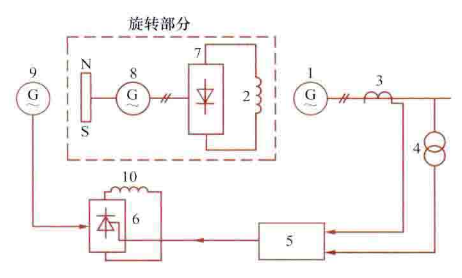


图1　交流励磁机旋转不可控整流励磁原理图

1—发电机；2—发电机励磁绕组；3—电流感器；4—电压互感器；5—自动电压调节器；6—可控整流器；7—整流器；8—交流励磁机；9—交流副励磁机；10—交流励磁机励磁绕组

①励磁设备占地面积小。②励磁电流不受集电环极限容量的限制，免除对集电环和电刷的维护。③由于有励磁机和旋转整流轮，轴系较长，造价较高。④发电机励磁回路内不能装设灭磁电阻、灭磁开关等设备，只能采取自然灭磁。⑤整流器及其相应的保护元件（快速熔断器、电阻、电容等）都处于高速旋转状态，励磁系统旋转部分的参数测量以及随轴转动的快速熔断器的监视比较困难。⑥交流励磁机时间常数较大，系统反应速度稍慢。可通过适当的反馈控制改善动态性能，获得时间常数小和高起始响应的特性。

这种励磁方式比较适合额定励磁电流大于6000A的大容量发电机，以及励磁设备位置布置紧张、无法经常维护的场所。

旋转可控整流励磁　旋转可控整流励磁方式由控制励磁机引入控制，也可由旋转变压器或光电耦合方式输入，如图2所示，可以解决旋转不可控整流励磁方式存

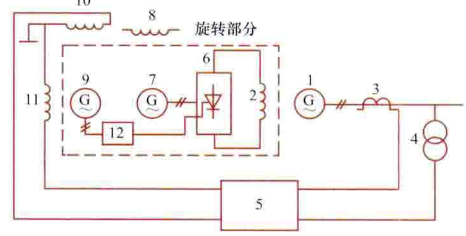


图2　交流励磁机旋转可控整流励磁原理图

1—发电机；2—发电机励磁绕组；3—电流互感器；4—电压互感器；5—自动电压调节器；6—旋转可控整流器；7—交流励磁机；8—交流励磁机励磁绕组；9—控制励磁机；10、11—控制励磁机直轴、交轴励磁绕组；12—脉冲整形电路

在的励磁反应速度慢及不能在发电机励磁回路实现灭磁的困难，但控制系统较为复杂，部分技术问题尚处于研究阶段。

jiechurezu

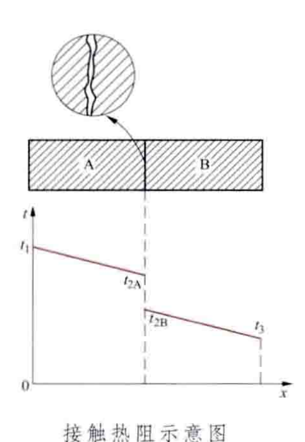
接触热阻 (contact thermal resistance) 两个直接接触的固体之间进行导热时，因两个固体表面之间的不完全接触而给导热过程带来的额外的热阻。接触热阻的产生是因为材料对界面上那些互不接触的截面空隙中充满了导热系数远小于固体的气体。如图所示，在接触界面上出现温差 ($t_{2A}-t_{2B}$)，这是存在接触热阻的表现，因为两个固体理想接触时，界面上不存在温差，即在界面上两个固体具有相同的温度。按照热阻的定义，界面接触热阻 R_c 可以表示为

$$R_c=\frac{t_{2A}-t_{2B}}{\Phi}=\frac{\Delta t_c}{\Phi}$$

式中 Δt_c 是界面上的温差；Φ 是热流量，它等于热流密度与界面表面积 F 的乘积。

从上式可以看出，热流密度不变的条件下，接触热阻 R_c 越大，在界面上产生的温差越大。反之，当温差不变时，热流密度则会随接触热阻的增加而下降。在热流密度很大的情况下，例如 $q\geqslant6\times10^5\,\mathrm{W/m^2}$，即使接触热阻不是很大，界面上的温差仍是不容忽视的。

粗糙度是产生并影响接触热阻的主要因素。接触热阻还与接触面上的挤压压力，两固体表面的材料硬度匹配情形，即材料对的硬度等因素有关。接触热阻随表面粗糙度的加大而升高。对于粗糙度一定的表面，增加接触面上的挤压压力可使弹塑性材料的点接触变形从而固体间的接触面积增大，接触热阻减小。在相同条件下，一个硬的表面与一个软的表面相接触，比两个硬的表面相接触的接触热阻要小。接触热阻还因为空隙中介质的性质而有所不同。在接触面上涂上很薄的一层特殊的热涂油，亦称导热姆 (Dowtherm)，可减少接触热阻。



接触热阻示意图

参考书目

章熙民，任泽霈，梅飞鸣．传热学．北京：中国建筑工业出版社，2007.

jiedi zhuangzhi shigong

接地装置施工 (installation of grounding system) 敷设接地体和接地线并组成接地网的工作。接地装置由接地体、接地网和连接用接地线构成。接地可分为工作接地、保护接地、防雷接地，其施工内容包括接地体安装、接地网敷设、设备接地和接地阻抗测量。

接地体安装 常利用自然接地体，如建筑物的钢管桩、直埋钢管等，不足部分用人工接地体。选用镀锌角钢或钢管作为接地体，顶端埋入地下，距地面不小于 0.6m，埋设较深时可先挖洞再打入，在高土壤电阻率地区，应对接地体周围换土或采取降阻措施。

接地网敷设 可选用镀锌扁钢、裸铜绞线和铜排作为接地线与接地体连接。镀锌扁钢之间采用电焊搭接；铜绞线与镀锌扁钢、铜绞线与铜排之间采用热剂焊工艺连接。敷设接地线可利用自然高差，敷设后覆土，埋深不小于 0.6m，穿越道路或易受机械损伤处应加套钢管保护。接地线与接地体连成一个环路接地网，环路内需敷设水平均压带。整个电厂分成若干个户外环形接地网，网间至少用两条接地线相互连接。从接地网引出若干点与各个室内的接地干线相连。

设备接地 电气设备必须与主接地网相连接，连接可用螺栓连接或焊接，用螺栓连接时应设防松螺帽或防松垫片，要求搭接面紧密。电气设备的接地应以单独的接地线与接地汇流排或接地干线连接，不得在一根接地线中串接几个需要接地的电气设备，部分电气设备的特定部位应采用专门敷设的接地线接地。要求两点接地的设备，两根接地线应与主接地网的不同接地干线相连。对于计算机装置等屏蔽要求较高的设备接地，采用专用电缆直接与接地网连接。

接地阻抗测量 接地网敷设完成后，应测量其接地阻抗，测量时，与被测接地网的所有连接点应断开，选择主引上线进行测量。接地阻抗测量应尽量在干燥天气和土壤未冻结时进行。接地阻抗值应符合设计要求。

jiejingmei fadian jishu

洁净煤发电技术 (clean coal-fired power generation technology) 旨在减少污染物排放和提高利用效率而在燃煤发电的全过程中采用的技术。其研究领域包括洁净煤燃烧技术、先进发电技术、污染物与二氧化碳 (CO_2) 排放控制技术以及资源综合利用技术等。洁净煤发电技术是节约能源、保护环境和应对全球气候变化的先进燃煤发电技术。

研究领域 正在研究、开发和应用的洁净煤发电技术主要包括：先进发电技术（超临界、超超临界发电技术，整体煤气化联合循环等）；洁净煤燃烧技术［流化床燃烧技术、低氮氧化物 (NO_x) 燃烧技术等］；燃煤电厂污染物和 CO_2 排放控制技术（烟气除尘、脱硫、脱硝、脱汞等技术以及污染物联合脱除技术；CO_2 捕集技术等）；资源综合利用技术（多联产技术、CO_2 的封存和利用技术、废弃物资源化利用技术等）等。

超临界、超超临界发电技术 自 1957 年世界上第一台超超临界机组在美国投产以来，超临界发电技术逐渐在世界范围内得到广泛的应用和发展。经过半个多世纪的发展，超临界、超超临界发电技术已成为技术成熟、经济可行、应用广泛的洁净煤发电技术。在可靠性、可用率、热机动性、机组寿命等方面不亚于亚临界机组。已投运的超临界机组最大容量为 1300MW（双轴）和 1200MW（单轴）；已投运的超超临界机组最大容量为 1100MW，最高压力为 31MPa，最高主蒸汽温度为 600℃，最高再热温度为 620℃（最大容量、最高压力、最高温度不在同一台机组）。（见超临界发电技术）

整体煤气化联合循环 (IGCC) 煤炭通过气化、煤气净化制成洁净煤气以供联合循环发电的一种燃煤联合循环。IGCC 的技术特点是：①对污染物的处理是在高压煤气中进行的，其质量流量仅为尾部烟气流量的 1/10 量级，处理装

置体积小、处理效果好、费用较低；燃用中低热值煤气的燃气轮机在采用低 NO_x 燃烧技术后 NO_x 排放水平很低；可生产元素硫或硫酸等副产品；对气流床气化工艺，排出的渣为不浸出熔渣，有商业利用价值。②采用联合循环，机组效率高且耗水量比同容量燃煤蒸汽电厂少 30%～50%。③可对煤气实施燃烧前脱除 CO_2。④原理上更有利于实现多联产。但 IGCC 技术也存在系统比较复杂、造价高等缺点。（见整体煤气化联合循环）

世界第一台试运成功的 IGCC 电站是 1984 年建成的美国冷水电站，净功率为 93MW，当时被誉为世界上最清洁的燃煤电站。全世界已有数台投运的采用第二代技术的 IGCC 示范机组，其净功率达到 300MW 级，净热效率为 43%～45%，污染物排放远低于美国环保局的标准。2012 年，中国第一台 250MW IGCC 机组已在华能天津煤气发电有限公司投运。IGCC 发电技术已接近商业化，有希望成为一种新一代的洁净煤发电技术。

流化床燃烧技术　近几十年发展起来的一种新型的、成熟的燃烧技术。流化床可分为鼓泡流化床（见鼓泡流化床锅炉）和循环流化床（见循环流化床锅炉），也可分为常压流化床和增压流化床（见增压流化床燃烧）。由于床层热容量大，燃料颗粒在流化床内停留时间较长，故可燃用多灰的劣质煤。流化床采用石灰石或白云石作脱硫剂，在合理的 Ca/S 比下脱硫效率可以达到 80%～90%或更高。流化床燃烧一般控制炉膛温度在 800～950℃，采用低温燃烧可以减少 NO_x 排放。大型常压循环流化床锅炉已经成熟。国外已投运的循环流化床锅炉（采用超临界参数），最大容量达到 460MW（电功率）。中国投运的最大容量的常压循环流化床锅炉为四川白马发电厂的循环流化床锅炉，容量已达 600MW（电功率），这也是世界上已投运的功率最大的循环流化床锅炉。循环流化床锅炉将向更高容量、更高蒸汽参数、更高性能的方向发展，并将得到更广泛的应用。（见流化床燃烧技术）

煤气化燃料电池及其联合循环发电技术　将煤炭气化产生的煤气中的化学能，在燃料电池（FC）内经过电化学过程直接转化为电能，以及在此基础上再采用联合循环系统的发电技术。熔融碳酸盐和固体氧化物燃料电池（MCFC 和 SOFC）的工作温度分别为约 600℃ 和 900～1000℃。MCFC 和 SOFC 可以和煤气化工艺、煤气净化工艺以及联合循环结合起来形成整体煤气化燃料电池联合循环（IGFC-CC）。未来燃用天然气的燃料电池联合循环净热效率有可能达到 70%甚至更高，而 IGFC-CC 则要低一些，如采用热电联产系统可提高能源利用效率。如 FC 的大容量化得到解决，还可用于中心电站。除降低造价和提高寿命外，IGFC-CC 还需解决煤气净化和系统优化等问题。

外燃式燃煤联合循环　燃气轮机工质采用闭式循环的一种燃煤联合循环方式。一般以空气作为工质，利用布置在燃煤锅炉中的高压高温空气加热器对其加热。采用联合循环可提高机组热效率，但需解决高压高温空气加热器的材料、设计以及腐蚀和磨损等问题。这一技术正在研究开发中。（见外燃式燃煤联合循环）

燃煤电厂污染物排放控制技术　控制和减少燃煤电厂烟尘、硫氧化物、氮氧化物、Hg 等重金属和其他污染物排放的技术。污染物排放控制技术可分为：①燃烧前污染物排放控制技术；②燃烧中污染物排放控制技术（见流化床燃烧技术、低 NO_x 燃烧技术）；③燃烧后污染物控制技术（见烟气除尘、烟气脱硫、烟气脱硝）。烟气多种污染物联合脱除技术正在研究中。

2011 年，中国颁布了新的火电厂污染物排放标准，不仅对烟尘、SO_2、氮氧化物的排放浓度控制更为严格，还增加了对 Hg 的排放控制。因此研究开发新的污染物排放控制技术具有重要意义。

燃煤电厂 CO_2 排放控制和利用技术　燃煤电厂是 CO_2 重要的排放来源。为了应对全球气候变化，CO_2 的排放控制、封存和利用变得越来越重要。（见二氧化碳捕集利用与封存）

多联产技术　包括常规热电联产或热电冷联产，以及基于煤气化的多联产等技术，是提高资源利用水平、促进循环经济发展的有效技术手段。多联产已成为未来煤炭高效清洁利用的重要发展方向。

废弃物资源化利用技术　见固体废物利用。

发展与展望　美国是最早发展洁净煤发电技术的国家，其发展历程具有一定的代表性。1986 年，美国推出“洁净煤技术示范计划”，实施了包括整体煤气化联合循环（IGCC）等洁净煤发电技术在内的洁净煤技术示范项目。1999 年起动了“展望 21 计划”（Vision-21）。2002 年，美国提出新一轮洁净煤发电计划，以促进低成本、高效、先进的洁净煤技术在电厂的商业应用，并为未来近零排放能源系统提供技术支持。2003 年，美国能源部又提出未来电力（FutureGen）计划（2005～2017 年），它是一项全球合作伙伴计划。作为 Vision-21 的示范项目，FutureGen 计划是一项煤基氢和电能联产并且进行碳减排、实现零排放的发电计划，目标是建立联产电能和 H_2 的 IGCC 示范电站。

欧盟 1993 年就提出了洁净煤发电技术发展计划。德国、英国等在选煤、煤炭气化和液化、IGCC 等方面取得很大进展。在欧盟的支持下，荷兰和西班牙分别于 1994 和 1997 年建成了两座 IGCC 电站。2004 年，欧盟在其“第六框架计划”中，起动了 HypoGen 计划，其目标是开发以煤气化为基础的发电、制氢、CO_2 分离和处理的煤基发电系统。

1993 年，日本提出“新阳光计划”，洁净煤发电技术也包括在计划中。21 世纪初，日本发布《21 世纪煤炭技术战略》，提出到 2030 年把燃烧煤炭时产生的 CO_2 排放量减少到零。此外，澳大利亚也提出了“ZeroGen”计划等。

中国对洁净煤发电技术十分重视，在 20 世纪末提出了发展洁净煤发电技术的一些规划。进入 21 世纪后，中国制定了《国家中长期科学和技术发展纲要（2006～2020 年）》，有关洁净煤发电技术部分包括：IGCC、超超临界发电、大型循环流化床技术与装备、燃煤污染物和温室气体排放控制及利用技术与装备等。2004 年，中国华能集团公司率先提出基于 IGCC 发电的“绿色煤电”计划，计划最终达到高效燃煤发电和 CO_2 近零排放。

燃煤发电在 21 世纪电力能源结构中仍将占有重要地位，洁净煤发电技术拥有广阔的发展和应用前景。未来 20 年，与先进污染物排放控制技术相结合的超超临界发电技术仍将

占有重要地位；循环流化床燃烧技术的应用将更加广泛；IGCC发电技术将进入商业化阶段；燃煤电厂污染物排放控制技术、多联产技术和废弃物资源化利用技术将继续得到发展和应用；CO_2 捕集、封存和利用技术将成为重要的发展方向。

参考书目

章名耀，等．洁净煤发电技术及其工程应用．北京：化学工业出版社，2010.

阎维平．洁净煤发电技术．2版．北京：中国电力出版社，2008.

jiejingmei jishu

洁净煤技术 （clean coal technology） 在煤炭开采到利用的全过程中，旨在减少污染物排放与提高利用效率而采用的加工、燃烧、转化、利用以及污染物和 CO_2 排放控制等技术。洁净煤技术是世界各国解决环境问题的主导技术之一。

洁净煤技术主要包括煤炭洗选、加工（型煤、水煤浆）、转化（煤炭气化、液化）、煤炭洁净燃烧与发电技术、烟气净化、CO_2 的分离和封存、废弃物处理（粉煤灰利用、煤矸石处理）、煤层气开发利用和矿区生态环境治理等。

选煤技术 降低原煤中灰分、硫分、矸石等杂质含量，并按不同煤种、灰分、热值和粒度分成若干等级，以满足不同用户需要的煤炭加工技术，又称煤炭洗选技术。选后精煤主要供冶金、化工、动力以及生产炭制品材料使用。它是洁净煤技术中的源头技术，是电厂和工业燃烧减少污染物排放的经济有效途径和煤炭后续深加工的必要前提。

选煤技术可分为：①筛分（把煤分为不同粒度）；②物理选煤：主要指重力选煤（包括应用广泛的跳汰选煤以及重介质选煤等），也包括电磁选煤；③物理化学选煤：主要有浮游选煤（简称浮选）法；④化学选煤：主要用氢氟酸或其他溶剂萃取法；⑤微生物选煤。

型煤技术 用一种或数种煤与一定比例的黏结剂、固硫剂等加工成一定形状和具有一定理化性能的块状燃料或原料的技术。型煤按用途可分为三种：工业、民用和特种型煤。也有按形状、成型方式和黏结剂对型煤分类的。

研究表明，燃用型煤的工业锅炉平均节煤25%、民用灶节煤20%，同时减少CO排放70%～80%、烟尘60%、苯并（a）芘（Bap）50%；如添加脱硫剂，燃用高硫煤还可减少50%以上的 SO_2 排放。推广和采用型煤是一个发展方向。

水煤浆技术 由一定比例的煤粉、水和化学添加剂制成的煤基流体燃料。它是20世纪70年代兴起的一种燃料加工技术。它涉及水煤浆的制备、装卸和储运、燃烧和环境保护领域的技术问题。

水煤浆具有类似燃料油的流动特性，可用管道输送。它用选后精煤制成，灰、硫和有害物质含量低。其生产、储运过程都是封闭式，既减少损失又不污染环境。水煤浆燃烧温度低，可减少 NO_x 的生成；但由于含水量高，在燃烧时要损失4%左右的热值。

水煤浆在工业应用上一般可分为：①高浓度水煤浆，主要用于冶金、化工，也可用于发电；②煤泥水煤浆，可用于工业锅炉和电站锅炉掺烧，也可用于循环流化床锅炉；③超低灰水煤浆，正在进行前期研究。

煤炭洁净燃烧与发电技术 该领域主要包括超临界、超超临界燃煤发电技术、流化床燃烧技术以及燃烧过程的脱硫、脱 NO_x 技术。整体煤气化联合循环发电技术以及煤气化燃料电池发电技术等。（见洁净煤发电技术）

烟气净化技术 对煤炭燃烧产生的粉尘、SO_2、NO_x、重金属等有害物质的治理或减排技术，是洁净煤技术的重要内容。

CO_2 减排技术 CO_2 的分离、封存和利用技术。（见二氧化碳捕集利用与封存）

煤炭气化技术 煤在一定的温度和压力下，通入气化剂而将煤炭转化为工业用燃料气或化工原料气的技术，并使煤中的硫分、氮化物和灰分等在气化和净化过程中被脱除，使污染物排放得到控制。煤气化技术是煤炭转化的主要方式之一，是发展煤化工和发展IGCC等洁净煤发电的先导技术。

煤炭气化技术主要用于：①生产城市煤气以及工业用燃料气；②生产化工用原料气；③生产冶金工业用还原气和氢气；④为煤炭液化提供氢气；⑤为先进发电系统提供洁净煤气。煤气化工艺已多达上百种。常用的工艺有：固定（移动）床气化、流化床气化和气流床气化（见煤气化工艺和煤气净化工艺）。地下煤气化技术正在开发。

煤炭液化技术 煤炭通过化学方法加工并脱除硫分、灰分等有害物质，使其转化为优质洁净的液体燃料和化学品的技术。煤炭液化是将来以煤代油的重要途径之一。

煤炭液化分为直接液化和间接液化。直接液化是将煤直接通过高压加氢获得液体燃料；间接液化是将煤先气化制成CO和 H_2，再进一步合成得到烃类或含氧液体燃料。世界上最大的煤间接液化工厂建在南非，年产汽油、柴油及化学品超过500万t。2008年，中国神华鄂尔多斯100万t/a的煤直接液化示范工程顺利实现油渣成型，打通全流程，产出合格的石脑油和柴油等目标产品。

煤层气开发利用技术 煤层气又称煤层甲烷、煤层瓦斯，是赋存于煤层及其邻近岩层中的一种煤层自生自储式的天然气，其主要成分是甲烷，热值接近天然气。开发和利用煤层气既能充分利用资源，又能防止瓦斯灾害和改善环境。美国自1978年开始即对煤层气进行开发利用，1981年煤层气生产已达到商业化规模。据预测，中国在埋深2000m以内的浅范围内，拥有的煤层气资源总量基本和天然气相同。1994年，原煤炭工业部正式提出把煤层气作为煤炭的第二资源进行开发。据十二五规划，中国煤层气年产量将达到300亿 m^3（标准状态下）。

洁净煤技术一词是20世纪80年代初美国和加拿大在关于解决两国边境酸雨问题谈判中提出的。环境恶化和石油危机是洁净煤技术产生的直接原因。1986年3月美国政府率先提出并实施洁净煤技术示范计划（CCTP，CCT）。五轮招标共优选出40个商业示范项目，涉及四个主要领域，即先进的发电技术、环境保护设备、煤炭加工清洁燃料和工业用煤技术。以后又陆续推出新一轮洁净煤发电计划、Vision 21计划、FutureGen计划等。从20世纪80年代中期开始，世界上许多其他国家从能源发展的长远利益考虑，也相继开始洁净煤技术的研究开发。国际上著名的发展计划还有欧共体

的“兆卡计划（Thermic Program）”、欧盟的 HypoGen 计划和日本的“新阳光计划”等，都把发展洁净煤技术作为主要内容。国外陆续推出新的洁净煤技术发展计划，旨在推进洁净煤技术的发展，并把脱除 CO_2 和电厂零排放作为未来发展的目标。

中国能源以煤炭为主，是世界最大的煤炭生产和消费国，研究并采用洁净煤技术意义重大。1995 年成立了国家洁净煤技术推广规划领导小组，统筹全国这一领域的技术开发和推广工作，并将发展煤的洁净高效转化列入《中国 21 世纪议程》中最优先发展的科技项目。中国“十二五”科技规划拟定了科技技术研发的 6 大方向（包含 4 个重点专项和 6 个主题），“洁净煤技术”属于四大重点专项之一。该专项的重点任务主要包括突破煤炭清洁转化的核心技术和生产线关键工艺及装备；推动大规模煤基多联产工业示范，煤基清洁气体燃料、煤制油、煤制烯烃；突破超超临界发电、IGCC 等煤炭洁净发电的关键技术及研发相应的设备。

参考书目

姚强．洁净煤技术．北京：化学工业出版社，2005．

jinshu cailiao

金属材料 (metallic material)

主要由金属元素和少量的非金属元素（碳、氮、硼等）构成的工程材料。按构成元素的性质，金属材料可分为黑色金属和有色金属（non-ferrous metal）两大类。

黑色金属 黑色金属主要为钢和铸铁。

钢 可按其化学成分、金相组织、用途、品质和冶炼方法分类，见下表。

钢的分类

分类方法	类别
化学成分	碳素钢：按碳含量又分为低碳、中碳、高碳钢 合金钢：按合金元素含量又分为低合金、中合金、高合金钢
金相组织	铁素体钢、珠光体钢、马氏体钢、贝氏体钢、奥氏体钢
用途	耐热钢、耐酸钢、锅炉钢、锅炉构架钢、汽轮机钢、发电机钢、紧固件钢、燃气轮机钢、结构钢、弹簧钢、轴承钢、量具钢、模具钢、刃具钢等
品质	普通钢、优质钢、高级优质钢、超级优质钢、特级优质钢
冶炼方法	平炉钢：酸性平炉钢、碱性平炉钢； 转炉钢：酸性转炉钢、碱性转炉钢； 电炉钢：电渣炉（电渣重熔）、感应电炉、电子束炉、等离子束炉等

火电机组的重要特点是多数部件在高温高压下服役，高温部件多选用珠光体耐热钢、奥氏体耐热钢、马氏体耐热钢、铁素体耐热钢或贝氏体耐热钢，更高温度的部件多选镍基高温合金或高镍合金。

20 世纪 50 年代，中国的次中温中压机组和中温中压机组主要采用碳钢、低合金 Mo 系、Cr-Mo 系钢，例如 22K、15Mo3、12MX、15MX 等；60 年代后中国的高温高压、超高温高压和亚临界压力机组主要采用低合金的 Cr-Mo、Cr-Mo-V 和 Cr-Mo-W-V 系耐热钢，例如，15CrMoG、12Cr2MoG、12Cr1MoVG、12Cr2MoWVTiB、07Cr2MoW2VNbB、30Cr2MoV、30Cr1Mo1V、26Cr2Ni4MoV 等，主要用于锅炉的受热面管、高温主蒸汽管道、高温再热蒸汽管道、高温联箱以及汽轮机高中压转子、发电机转子等。随着超（超）临界压力机组的发展，蒸汽参数的提高，9%Cr 系、12%Cr 系的高合金耐热钢开始用于超（超）临界压力锅炉、汽轮机的高温部件，例如 10Cr9Mo1VNbN（T/P91）、10Cr9MoW2VNbBN（T/P92）、X12CrMoWVNbN10-1-1 等；温度更高、服役条件苛刻的锅炉受热面管则选用 18Cr-8Ni、25Cr-20Ni 系的奥氏体耐热钢，例如 07Cr19Ni11Nb（TP347H）、10Cr18Ni9NbCu3BN（S30432）、07Cr25Ni21NbN（TP310HNbN）；Cr-Mo、Cr-Si 系的中合金耐热钢主要用于温度 700℃ 左右的锅炉吊挂，例如 1Cr5Mo、1Cr6Si2Mo、4Cr9Si2 等；一部分高铬的 Cr-Ti、Cr-Ni-Si、Cr-Mn-Si、Cr-Mn-Ni-Si 合金主要用于温度 1000℃ 左右的锅炉吊挂等，如 1Cr25Ni20Si2、3Cr18Mn12Si2N 以及高锰的 Mn-Al-Si-Mo 合金，如 2Mn18Al5SiMoTi 等。

铸铁 由铁、碳和硅组成的合金总称。工业用铸铁一般含碳量为 2%～4%。碳在铸铁中多以渗碳体形态存在，有时也以石墨形态存在。除碳外，铸铁中还含有 1%～3% 的硅，以及锰、磷、硫等元素。合金铸铁还含有镍、铬、钼、铝、铜、硼、钒等元素。碳、硅是影响铸铁显微组织和性能的主要元素。

铸铁可分为白口铸铁、灰口铸铁、可锻铸铁、球墨铸铁、蠕墨铸铁、合金铸铁等。①白口铸铁硬而脆，主要用于制作不受冲击的耐磨部件；②灰口铸铁具有良好的铸造工艺性、耐磨性和消振性，广泛用于制作汽轮机低压外缸、壳体、机床床身等，缺点是拉伸强度低、塑性、韧性差；③可锻铸铁由白口铸铁退火处理后获得，石墨呈团絮状分布，其组织性能均匀，耐磨损，有良好的塑性和韧性，用于制造形状复杂、能承受较高动载荷的零件；④球墨铸铁中的石墨呈球状，比普通灰口铸铁有较高的强度、韧性和塑性，其抗拉强度可达 700～800MPa，球墨铸铁可用于受力复杂，强度、韧性、耐磨性要求较高的部件；⑤蠕墨铸铁将灰口铸铁铁水经蠕化处理后获得，析出的石墨呈蠕虫状，力学性能与球墨铸铁相近，铸造性能介于灰口铸铁与球墨铸铁之间；⑥合金铸铁是在普通铸铁中加入适量合金元素获得，合金元素使铸铁的基体组织发生变化，从而具有相应的耐热、耐磨、耐蚀、耐低温或无磁等特性。

有色金属 狭义的有色金属又称非铁金属，是铁、锰、铬以外的所有金属的统称；广义的有色金属还包括有色合金。有色合金是以一种有色金属为基体（通常大于 50%），加入一种或几种其他元素而构成的合金。

有色金属的用量仅占整个机械工程材料的百分之几，但由于其具有独特的性能，在火电机组设备、机械工业和其他工业中占有重要的地位。如铅基合金、锡基合金是常用的滑动轴承材料；铜、钛合金用于抗腐蚀性能要求高的冷凝器管；铜、铝合金用于导电性、导热性要求良好的输配电设备；镍、钨、钼、钒、钛是冶炼耐热钢、不锈钢和其他合金钢不可缺少的常用合金元素；铝、镁、钛合金的密度小，比强度大，是航天和航空工业重要的结构材料；镍合金是航空和化学工业中制造耐热耐蚀零件的重要材料。在功能材料

中，有色金属更占重要的地位，如半导体材料、超导材料、储氢材料等。随着火电机组向更高温度（700℃）、压力发展，其关键部件将选用镍基高温合金或高镍合金，这类合金中一般铬含量达 20% 以上，如 Inconel 617、HR6W、SAVE25、Haneys 230 和 Inconel 740、GH 2984 等。

使用性能 金属材料制成的部件是否能满足设备正常运行并保持一定服役寿命所必需的性能。金属材料的用途主要取决于其使用性能。使用性能包括材料的机械性能、理化性能和工艺性能；对于高温下长期服役的部件，还需考虑金属材料的组织稳定性。①材料的机械性能包括强度、塑性（见金属塑性）、韧性（见金属韧性）、疲劳性能、断裂力学性能（见断裂韧度）、硬度（见金属硬度）、耐磨性（见金属磨损）等。②理化性能包括物理性能和化学性能。物理性能包括密度、线膨胀系数、比热容、导热系数以及磁学、电学性能等；化学性能主要为抗腐蚀性和抗氧化性能等。③工艺性能指金属材料的冷、热加工成型性能，包括材料的冶炼、铸造、冷/热压力加工、焊接、热处理等性能，工艺性能决定材料是否易于制作及制作质量，对提高生产效率和产品质量、降低消耗和生产成本有着直接的关系，并且往往成为一种材料是否具有工程应用价值的关键因素。④组织稳定性指金属在高温下长期服役抵抗金相组织和微观结构老化的能力。

常用金属材料 在火力发电厂中，根据不同的使用环境，锅炉、汽轮机、发电机等火力发电设备及钢结构使用不同的钢及材料。

（1）锅炉用钢及其合金。主要包括：锅炉管用钢、锅筒用钢、汽水分离器用钢、锅炉用抗氧化钢及磨煤机、输粉管道的耐磨材料等。另外，还包括湿法脱硫装置中防腐的不锈钢和镍基合金以及锅炉后烟道及烟囱中所采用的高抗蚀不锈钢、镍基合金或钛合金等。

（2）汽轮机用钢及合金。主要包括：汽轮机叶片用钢、汽轮机转子用钢、汽缸用钢、紧固件用钢及合金、凝汽器管材及轴承合金（如锡基或铅基的轴承合金）。

（3）燃气轮机用钢及合金。主要包括：压气机叶片材料、压气机转子材料、燃气透平叶片材料、燃气透平转子材料、燃烧室材料以及轴承合金等。

（4）发电机及电气设备用钢及材料。主要包括：发电机转子用钢、发电机护环用钢、发电机铁芯用钢、发电机定子线圈、转子铜导体用铜材及转子铝合金槽楔等。电气设备用钢及合金主要包括变压器的铁芯用钢、铜线圈，输电线路用铜导线及铝导线（带有钢芯），开关用铜刀闸以及二次线继电器接点用银合金及金合金等。

（5）火电厂用结构及弹簧用钢。包括：土建用钢筋钢、锅炉构架钢以及锅炉和管道支吊架所用的弹簧钢等。

jinshu chijiu qiangdu

金属持久强度

（durative strength of metal；creep rupture strength of metal） 见蠕变断裂。

jinshu chijiu suxing

金属持久塑性

（durative plasticity of metal） 见蠕变断裂。

jinshu cijiyi jiance

金属磁记忆检测

（metal magnetic memory testing）

通过记录和分析产生在零件和设备应力集中区中的自有漏磁场的分布情况进行非破坏检测的方法。自有漏磁场反映着磁化强度朝着工作载荷主应力作用方向上的不可逆变化，以及零件和焊缝在其制造和在地球磁场中冷却后，其金属组织和制作工艺的遗传性。

金属磁记忆方法在检测中，使用的是天然磁化强度，和零件及设备金属中对实际变形和金属组织变化的以金属磁记忆形式表现出来的后果。金属磁记忆检测时使用的磁参数是自有漏磁场的法向分量 H_p 和磁场在长度方向上的梯度值 dH_p/dx。金属磁记忆方法在金属和焊缝中检测的是应力变形状态以及按磁参数表现出的金属组织的不均匀性。

金属磁记忆效应 在有外磁场（地球磁场）存在的条件下，承载的铁磁构件部位会产生应力集中，并在应力集中部位出现磁导率减小、工件表面漏磁场增大的现象。铁磁构件金属部件所具有的这一特点称为磁机械效应。由于这一增强了的磁场“记忆”着部件的缺陷或应力集中的位置，故又称为磁记忆效应。

按照磁记忆的理论，磁记忆现象依赖于地磁场的而存在。针对磁记忆检测方法在实际应用中的效果以及地磁场对磁记忆检测结果的影响，通过一系列的试验进行验证和研究。结果表明，磁记忆检测方法可有效地检测钢管应力集中区域，地磁场在磁记忆检测中不产生决定性的影响。单个零件、制品和焊接接头的漏磁场，相当于它们在地球磁场中制造和冷却后的残余应力张量。不论什么条件，工作结构上的任何人工磁化，都不可能得到像自有漏磁场那样的信息源。金属磁记忆方法检测时确定的是应力集中区（破坏发展的主要根源）、金属组织的损伤及金属的非致密度（宏观缺陷）。

技术优点 金属磁记忆检测技术可检测出宏观缺陷又可检测出微观缺陷，并能进行未来危险的报告；无需专门的磁化装置就能对铁磁性构件进行可靠的检测；不需要对被检金属表面进行清理或其他预处理；灵敏度高，重复性和可靠性好。

jinshu cuixing

金属脆性

（metal brittleness） 金属材料发生断裂时仅吸收较少机械能量的特性，其特征表现为没有宏观塑性变形的破坏。金属材料在使用过程中发生脆性或韧性断裂不仅取决于材质，而且受环境条件（如温度、介质）、零件的形状和尺寸、表面状态、受力条件及加载速度等因素的影响。金属脆性常用冲击吸收能量及其变化来表征。根据金属脆性产生的条件不同，常将其分为赤热脆性、冷脆性、回火脆性、热脆性、时效脆性等几种。

赤热脆性 金属在 800～900℃ 以上呈现的脆性，亦称红脆性。常发生在含硫较多或还原不良的钢中，在高温锻打时开裂。其主要原因是硫以硫化铁及硫的氧化物形式存在于钢中，并形成低熔点的共晶体以网状形式分布在晶界上，当加热到 800℃ 以上时共晶体熔化，使晶界强度减弱而脆裂。

冷脆性 金属在低温下呈现的脆性。冷脆性只产生于具有体心立方晶格（如铁等）的金属中，锅炉制造用的碳钢及低合金钢都有冷脆现象。为避免冷脆断裂事故，可通过冲击

试验、落锤试验测定出韧脆转变温度。选材时应选用韧脆转变温度低于工作温度的钢材。

回火脆性　某些淬火合金钢在一些温度区间回火后产生的脆化现象。可分第一类和第二类回火脆性。第一类回火脆性产生于250～400℃回火后，主要产生于合金结构钢，并使断裂呈晶间断裂特征。又称不可逆回火脆性，已产生的脆性不能用重新加热方法消除。第二类回火脆性产生于500～550℃回火后，或从600℃以上温度回火缓冷通过500～550℃后，并主要产生在铬钢、锰钢及镍铬钢中。加入钼、钨等合金元素或回火后快冷，可有效地防止第二类回火脆性，或重新加热到600℃以上后快冷以消除第二类回火脆性。

热脆性　某些钢在约400～550℃区间长期停留，然后冷却至室温后其冲击功明显下降的现象。差不多所有的钢都有产生热脆性的趋势，但较易产生热脆性的钢有：低合金铬镍钢、锰钢及含铜（Cu≥0.04%）钢。通常认为热脆性的发生是与钢中晶界上富集脆化元素（如磷），或析出碳化物、氮化物等有关，如火电厂中高温螺栓在运行中产生的热脆性。

时效脆性　某些钢材冷加工变形后，在室温下经过较长时间或在100～300℃下经过一定时间后冲击功下降的现象。时效脆化程度用时效敏感性表示。时效敏感性的测定方法是将预先拉伸10%的板状试样加热到250℃保温1h后空冷，测出其室温冲击功，再与原材料的冲击功比较。一般要求其相对降低值不大于50%，或应变时效后的冲击韧度 a_K 不应小于 25～29J/cm²。

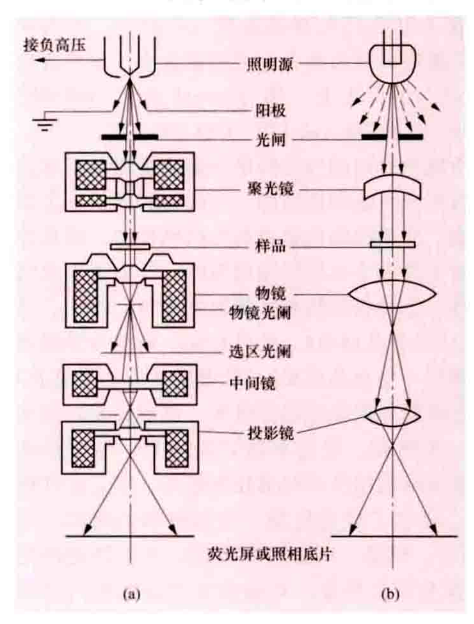
jinshu dianzixianwei jishu

金属电子显微技术

(electron-microscopical technique of metal)　利用电子光学显微仪器研究金属显微组织等的技术。即将具有一定能量的电子汇聚成微小的入射束，通过与样品的相互作用，激发出表征材料显微组织结构特征的各种信息，检测并处理这些信息，从而给出形貌、显微组织、成分与结构，以及它们相互组合的信息，并进一步开拓样品内同一微区（粒子或相区）进行综合分析。常用的仪器有透射电子显微镜、扫描电子显微镜和扫描透射电子显微镜、扫描隧道显微镜、原子力显微镜、X射线光电子能谱仪等。

透射电子显微镜（transmission electron microscope, TEM）　利用穿过试样的透射电子成像的电子光学仪器。如图所示为透射电子显微镜各主要电子光学部件的结构原理与透射光学显微镜的结构原理比较。透射电子显微镜的特点是放大倍数高（可到原子尺度），是研究金属材料内部微细组织结构的重要手段，可用于观察蠕变各个阶段中材料组织的变化，高温下金属材料内碳化物析出和聚集机理，晶体缺陷性质和分布，相界结构等。还可利用特殊样品台对样品进行高分辨率下的系统动态观察，揭示材料在相变和形变过程中组织结构的变化规律。有的透射电子显微镜还带有电子衍射附件。为了使电子束穿过试样，电镜要采用高电压（一般要大于100kV）、薄样品（厚度一般在100～300nm之间），要求样品不荷电、不失真，最大尺寸不超过3mm。

透射电子显微镜的制样技术有复型技术和薄膜技术。复型制样技术又分为普通复型和萃取复型技术。普通复型技术在20世纪40年代开始采用，即把组织形貌细节复制到一种很薄的膜上，提供有关表面形貌特征。萃取复型技术是在金属样品上制成复型再把基体溶去，使第二相如碳化物粒子按原分布状态留在复型上，既可看形貌，又可用电子衍射分析第二相的结构。薄膜制样技术是以金属材料本身制成的薄膜作为观察分析的样品，不仅能显示金属内部十分细小的组织形貌衬度，而且可以获得许多与样品晶体结构有关的信息，更加深刻地揭示金属材料微观组织结构和性能之间的内在关系。在制备金属薄膜样品过程中，要求材料的显微组织与性能不发生变化。由大块样品制备薄膜的一般方法是先用线切割法从大块样品上切取厚度约0.5mm的薄块，然后用机械研磨、化学抛光或电解抛光法将薄块削薄到0.1mm左右，最后通过特殊的电解抛光或离子轰击等技术将薄片制成所需要的薄膜。



透射显微镜构造原理和光路

(a) 透射电子显微镜；(b) 透射光学显微镜

扫描电子显微镜（scanning electron microscope, SEM）　利用聚焦的高能电子束在样品表面扫描时激发出来的各种物理信号调制成像的电子光学仪器。扫描电子显微镜的特点是景深大、分辨率高（最高可达3nm），放大倍数为20万倍左右，观察断口时不必复型，可直接观察。按照电子枪发射原理不同可以分成阴极热发射和阴极场发射，其中热发射阴极材料多为钨灯丝或六硼化镧，场发射分肖特基热发射、热场发射和冷场发射。场发射的分辨率较好。大多数扫描电子显微镜都可装配X射线能谱仪以及波谱仪，能在微区中对元素周期表中从铍到铀的全部元素进行定性定量分析。此外还可以装配电子背散射衍射系统（electron backscattered diffraction, EBSD），可快速统计研究材料的显微结构及织构，是X射线衍射和透射电子显微镜进行取向和相分析的补充。在样品室内加入冷却、加热、弯曲等附件，还可以对较大样品进行动态观察。特别是在失效分析中寻找材料破坏原因，可把断裂力学研究、生产工艺、环境介质的影响都联系在一起综合考虑。

电子衍射（electron diffraction, ED）　电子束射到金属晶体上，通过晶格会产生一系列衍射斑，其花样与晶体结构有关。分为高能电子衍射和低能电子衍射。其中高能衍射分为选区衍射和会聚束衍射。在透射电子显微镜中利用选区衍射方式可在同一仪器中反映晶体样品的形貌特征和微区晶体学性质，这是现有的其他显微分析方法难以实现的。电子衍

射通过对衍射斑点的计算，可以确定晶体的点阵结构、点阵常数，分析晶体取向和晶体缺陷。电子衍射对于金属薄膜衍射成像，能显示样品内组成相的结构、位向，把样品的显微图像与晶体结构结合起来研究。低能电子衍射是通过弹性背射电子波的相互干涉产生衍射花样，分析厚度只限于表面2～3层原子，常与俄歇电子谱仪（AES）、电子能谱化学分析仪（ESCA）等组合成多功能表面分析仪。

扫描隧道显微镜（scanning tunneling microscope，STM） 利用量子理论中的隧道效应探测物质表面结构，可在实空间内进行原位动态观察样品表面的原子组态，在低温下（4K）还可以利用探针尖端精确操纵原子，在纳米科技领域既是重要的测量工具又是加工工具，配合扫描隧道谱（STS）可以得到有关表面电子结构的信息，例如表面电子阱、电荷密度波、表面势垒的变化和能隙结构等。可在真空、大气、室温等不同环境下工作。STM观察的样品必须具有一定程度的导电性，横向分辨率可达0.1nm，纵向分辨率可达0.01nm。

原子力显微镜（atomic force microscope，AFM） 继扫描隧道显微镜之后发明的一种具有原子级高分辨率的新型仪器，通过检测样品表面和一个微型力敏感元件之间的极微弱的原子间相互作用力来研究物质的表面结构及性质，横向分辨率达0.15nm，纵向分辨率达0.05nm。可以在大气和液体环境下进行探测，能观测非导电样品，因此与扫描隧道显微镜相比具有更为广泛的适用性。相对于扫描电子显微镜，原子力显微镜的优点是提供真正的三维相图，可检测绝缘物体，在常压下甚至在液体环境下都可良好工作；缺点是成像范围小，速度慢，受探头的影响大。

X射线光电子能谱仪（X-ray photoelectron spectroscopy，XPS） 最广泛应用的表面化学分析仪器，主要用于成分和化学态的分析。测量范围为表面下1～10nm。可用离子束溅射剥蚀表面，用X射线光电子谱进行分析，两者交替进行，还可得到元素及其化学态的深度分布，即深度剖面分析。可用于氧化、腐蚀、摩擦、润滑、燃烧、粘接、催化、包覆等微观机理研究。

jinshu hongguan jianyan

金属宏观检验

（macro-structure inspection of metal） 用肉眼或低倍放大镜检验金属的组织和缺陷的技术。包括酸蚀法、硫印法和断口法等。可在检验用试样或直接在制件上进行，能在较大范围内进行检验，与其他检验方法结合能对金属的质量和断裂原因做出较全面的判断。

酸蚀法 揭示金属中的偏析和缺陷，可分为热酸蚀法和冷酸蚀法。依照试验标准从最易出现缺陷的部位截取试样，并应防止产生假象，表面加工至Ra1.6以下。

热酸蚀法 常用的试剂为50%盐酸水溶液，加热温度为70℃±5℃。热酸蚀时间因金属成分、状态、表面粗糙度、检验目的等而不同，至金属宏观组织清晰显现为止。酸蚀后的试件用热稀碱水中和，热水刷洗、吹干，即可依据试验标准进行检查和评级。

冷酸蚀法 在室温进行，多用于有色金属或不便于做热蚀的较大试件或制件。冷酸蚀过程缓慢，酸浸时间长。小试件可浸入侵蚀剂中，大试件可用棉纱、毛刷沾取侵蚀剂擦拭。常用的酸侵蚀剂有：①5%～10%或25%硝酸水溶液，显示钢的偏析、疏松、裂纹、夹杂、缩孔、气泡、淬硬层、渗层、焊接组织等。②10mL HNO_3 ＋20mL HCl＋10mL H_2SO_4 ＋60mL水的溶液，室温下侵蚀约5min，显示钢中一般宏观缺陷。③王水（盐酸3份＋硝酸1份）或铬酸盐酸水溶液（5g CrO_3 ＋50mL HCl＋50mL水），适于各种不锈钢。

硫印法 以印痕显示钢中硫化物分布。试样表面粗糙度越低，效果越好。将溴化银相纸在2%～5%的硫酸中浸泡约2min，取出用滤纸吸干相纸上残留的溶液。将相纸紧贴试样表面，使金属中硫化物与硫酸反应生成硫化氢，硫化氢与溴化银作用生成褐色硫化银。3min后把相纸揭下定影、漂洗和上光，获得硫印照片。相纸上出现褐色斑点的地方就是硫化物聚集处。

断口法 对钢材折断后的断面做检验。用于检验锻、轧的合金钢原材料或零件上的缺陷，如白点（多在大锻件上产生，为钢中氢在锻造或轧制中析出造成细小裂纹，宏观形貌为亮点）、层状偏析、过热组织、夹杂物、气泡等。检验时可在试样上开V形槽，再用落锤一次冲断。断口法还可用于焊缝质量检查，即在管子焊缝加强部位开槽，再将管子压扁，使焊缝沿槽口折断。在焊缝折断面可检查热裂纹、未焊透、气孔、夹渣、白点等缺陷。断口检验还可用于火电厂构件失效分析，可在断口上看出裂纹源、裂纹扩展区的裂纹扩展方向和断裂性质，以及显现在断口上的宏观缺陷等。

jinshu huaxue chengfen fenxi

金属化学成分分析

（chemical composition analysis of metal） 查明金属材料化学成分的试验方法。鉴定金属由哪些元素所组成的试验方法称为定性分析。测定各组分间量的关系（通常以百分比表示）的试验方法称定量分析。以化学反应为基础达到分析目的，称为化学分析法。以借助化学反应和测试试样溶液的光学、电学性质，采用仪器来获得分析结果，称为仪器分析法。

化学分析 根据各种元素及其化合物的独特化学性质，利用化学反应，对金属材料进行定性或定量分析。定量化学分析按最后的测定方法可分为重量分析法、滴定分析法和气体容积法等三种。重量分析法是使被测元素转化为一定的化合物或单质与试样中的其他组分分离，最后用天平称量该化合物或单质的重量，从而计算得出其含量。滴定分析法是将已知准确浓度的标准溶液滴加到试样溶液中，直到化学反应完为止，根据所耗用标准溶液的体积（用滴定管测量）和浓度计算被测元素的含量。气体容积法是用量气管测量待测气体（或将待测元素转化成气体形式）被吸收（或发生）的容积，来计算待测元素的含量。由于化学分析法具有适用范围广和易于推广的特点，所以至今仍为很多标准分析方法所采用。

仪器分析 根据被测金属成分中的元素或其化合物的某些物理性质或物理与化学性质之间的相互关系，应用仪器对金属材料进行定性或定量分析。有些仪器分析仍不可避免地需要通过一定的化学预处理和必要的化学反应来完成。金属化学分析常用的仪器分析法有光学分析法和电化学分析法两种。光学分析法是根据物质与电磁波（包括从γ射线至无线电波的整个波谱范围）的相互关系，或者利用物质的光学性质来进行分析的方法。最常用的有吸光光度法（红外、可见

和紫外吸收光谱）、原子吸收光谱法、原子荧光光谱法、原子发射光谱法（看谱分析）、X射线荧光分析法以及放射化学分析法等。电化学分析法是根据被测金属中元素或其化合物的浓度与电位、电流、电导、电容或电量的关系来进行分析的方法。主要包括电位法、电解法、电流法、极谱法、库仑（电量）法、电导法以及离子选择电极法等。仪器分析的特点是分析速度快、灵敏度高，易于实现计算机控制和自动化操作，可节省人力，减轻劳动强度和减少环境污染。但试验装置通常较庞大复杂，价格昂贵，有些大型、复杂、精密的仪器只适用于大批量和成分较复杂的试样分析工作。

jinshu huaxue rechuli

金属化学热处理 (thermo-chemical treatment of metal)

用化学反应方法，有时兼用物理方法改变金属表面层化学成分（称为渗入）及组织结构从而获得表层特殊物理、化学和力学性能的热处理技术。所处理的工件由于表面有特殊要求的性能，可以代替用特殊材料制成的工件，在经济上有较大的效益。

化学热处理时，首先将工件在介质中加热到一定温度，在工件表面上，介质中的化合物分解或由离子转变而形成的活性原子被工件表面吸收；然后通过扩散，在工件的表面层内形成固溶体，在活性原子浓度很高时，还可以形成化合物，改变了表层的化学成分与组织，从而改变了表面层性能。化学热处理时，要使被渗元素原子渗入工件的表层，必须具备一定的条件：①钢本身应具有吸收这些渗入元素活性原子的能力，即可以形成固溶体或化合物；②渗入元素的原子必须是活性的，即从某种化合物分解出来或由离子转变而成的新生态原子，同时这些原子具有较大的扩散能力。

常见的化学热处理方法有渗碳、渗氮（氮化）、碳氮共渗、渗硫、碳氮硫共渗、渗硼、渗铬及渗铝等。目的主要是提高工件的表面耐磨性，有的还兼顾表面抗氧化性，如渗铬和渗铝，耐腐蚀性，如渗铝、渗氮和渗铬等。以上各种化学热处理方法，也可在等离子态以工件做阴极的低真空容器中进行。如离子氮化、离子软氮化、离子碳氮共渗、离子渗碳、离子渗金属等。

渗碳 向钢表面渗入碳原子的化学热处理工艺。其目的是使工件表面具有高的碳浓度，在热处理后表面具有高的硬度与耐磨性，而心部仍保持一定强度以及高的韧性和塑性。因渗碳剂不同，渗碳主要采用气体法和固体法。①气体渗碳。将工件置于密封的加热炉中，通入气体渗碳剂，在900～950℃加热，保温，使钢件表面碳浓度升高，并不断往里层扩散。在周期作业的井式气体渗碳炉中，可直接滴入煤油进行。煤油具有足够的活性，但容易产生碳黑，所以多数情况下与甲醇联合使用。此外，采用较多的还有甲醇与丙酮复合渗剂。丙酮的活性比甲醇大，因此分两个滴管滴入，可以调整滴入比例，获得满意的渗碳效果。大批量生产用连续式渗碳炉，渗剂以吸热式气体为载流气，丙丁烷为富化气，通过调整输入比以调整碳势。②固体渗碳。渗剂通常由木炭粒和碳酸盐组成。工件埋在渗碳剂中，用铁箱密封，在900～950℃进行。保温时间的长短与渗层要求有关，固体渗碳法渗层碳势不可控，劳动条件差，生产效率低，但不需要专用设备。

渗氮 向钢表面渗入氮原子的化学热处理工艺，又称氮化。其目的是提高表面硬度、耐磨性、疲劳强度与耐腐蚀性。工业中应用比较成熟的是气体氮化法。氮化时，工件放在专用氮化炉或井式气体渗碳炉中进行，温度为500～560℃。升温排气和保温时都通入氨气。氨在工件表面以工件表面为触媒分解，产生活性氮原子被工件表面吸收并进行扩散，达到预定的渗层后，缓冷至150℃以下出炉。以表面强化为氮化目的的工艺，温度低，时间长，多用于合金钢构件，以造成表层氮化物弥散强化表面。以抗蚀为氮化目的的工艺，温度高，时间短，可在表层形成致密的化合物层，具有良好的抗大气和水腐蚀作用。

碳氮共渗 在钢的表面同时渗入碳和氮的化学热处理工艺。习惯上液体碳氮共渗又称氰化。按处理不同的温度，又分中温碳氮共渗和低温氮碳共渗（又称软氮化）。中温碳氮共渗发生马氏体转变，提高钢的硬度、耐磨性与疲劳强度；低温氮碳共渗表面形成化合物层及弥散硬化相，提高钢的耐磨性和抗咬合性。因介质不同，又分成气体法与液体法，其中以气体法较普遍。

中温气体碳氮共渗　由于共渗温度比较低（700～880℃），共渗后一般直接淬火，变形小。若处理温度相同，共渗的速度比渗碳快。将气体渗碳炉稍加改装，添上供氨系统便可用于共渗处理。中温气体碳氮共渗的渗剂，常用的有以下几种：①煤油＋氨气；②煤气＋氨气；③甲醇＋丙烷＋氨气；④三乙醇胺或三乙醇胺＋20％尿素等。碳氮共渗的时间，取决于渗层厚度、共渗温度以及所用的共渗介质。共渗的工件经淬火与低温回火以后，表层由细小回火马氏体和少量粒状碳氮化合物及残留奥氏体组成。在渗层表面硬度相同的条件下，共渗层的耐磨性与疲劳强度也高于渗碳层。

低温气体氮碳共渗　又称气体软氮化，共渗介质常用尿素和乙醇加氨。在570℃保温1～3h。其表面由化合物层与扩散层组成，具有好的抗咬合和抗擦伤性能，且能提高疲劳强度和耐磨性，但硬度和表层承受载荷的能力不如气体氮化好。气体软氮化不受钢种限制，碳素钢、合金结构钢、铸铁以及粉末冶金制件均可处理，普遍用于模具、量具及耐摩擦零件处理。

渗硫 以硫渗入钢和铸铁表面以形成硫化物薄膜的化学热处理工艺。硫化物薄膜可在摩擦构件之间起隔离作用。同时硫化铁的摩擦系数和硬度较低，变形阻力小，易于滑动，对构件之间的接触摩擦起润滑作用，因而有着良好的减摩性与抗擦伤能力，可避免金属的咬合。根据渗硫介质不同，又可分成固体法、液体法、气体法与低温电解渗硫法等。硫可以少量溶于α-Fe中，也可以形成FeS、FeS_2等化合物。在熔融的硫浴中渗硫时，随温度不同生成不同的硫化物层，如在200℃以上形成FeS_2（黄铜色），在180～200℃处理，在FeS中会混有FeS_2（黑色带有黄铜色），而在170℃以下，仅有FeS（黑色）。在硫化铁与基体之间还有一个过渡层。

碳氮与碳氮硫共渗 可使零件表面兼有减摩和耐磨性能，还可提高零件的疲劳强度，适用于较重载荷下工作的工件。工件经共渗后的最外层组织为硫化物，然后是以氮碳化合物强化为主的高硬度层，其余组织和氮化或软氮化相似。

渗硼 使硼渗入构件表面形成硼的化合物（FeB、Fe_2B）的化学热处理工艺。硼化铁具有很高的硬度

(HV1400～2300) 和耐磨性，良好的抗蚀性（指在硫酸、盐酸及碱中，但对硝酸则不耐蚀），高温硬度（即红硬性）和抗氧化性。对磨粒磨损以及在腐蚀介质及较高温度下工作的工件，都有良好的效果，可部分代替特殊钢。按照渗硼剂不同，渗硼可分成固体、气体、电解盐浴和盐浴四种方法。固体渗硼速度较慢，所用设备较简单，适合维修部门使用。气体渗硼温度低，速度快，但由于原料来源及工艺问题尚未完全解决，仍处于试验阶段。电解盐浴渗硼，速度较快，并且可以通过调整电参数控制渗层的厚度，但盐浴对坩埚的腐蚀严重，易形成脆性较大的 FeB 等，迄今未广泛应用。盐浴渗硼是应用较广泛的一种方法，原料来源方便、价廉，设备及操作比较简单，渗层结构易于控制，缺点是盐浴的流动性差，构件表面残盐清洗困难。渗硼一般在 930～950℃ 下保温 2～6h，层深可达 0.05～0.15mm。渗硼的速度除与盐浴配方有关外，还与处理温度、时间和基体材料的化学成分有关。

渗铬 使构件表面渗入铬的化学热处理工艺。目的是提高低碳钢和合金钢构件表面的抗蚀性和抗氧化性，同时也提高工件的表面硬度与耐磨性。可在化工机械中有效地代替不锈钢、耐酸钢制成的钢管、小型零件以及在腐蚀介质中工作的摩擦零件等。汽轮机叶片渗铬可以提高抗侵蚀能力，其抗蚀能力与含铬 30% 的铬钢相当。渗铬层比电镀铬层致密，可用于形状复杂的工件。能得到较均匀的渗层并与基体牢固结合，抗蚀抗氧化能力均比电镀层好。

渗铝 使铝元素渗入钢件表面的一种化学热处理工艺。其目的是使表面具有较好的抗氧化性能和耐腐蚀性能。经过渗铝的钢件，表面形成连续致密的渗层。由 Al-Fe 相图可知，按表层由表向里形成 $FeAl_3$、FeAl、Fe_3Al 等金属化合物和 δ－固溶体（铝固溶后的铁素体）。由于碳会降低 Al 在钢中的扩散速度，所以渗铝多半用于低碳钢构件，常用于火电厂蒸汽锅炉的水冷壁管等。渗铝后的水冷壁管的抗硫腐蚀能力大为增加，用于液态排渣锅炉和其他锅炉可使寿命提高几倍。工业上最常采用的渗铝工艺有液体渗铝、固体渗铝、气相法、热喷涂扩散法等。钢件渗铝工艺的选择必须结合构件大小、结构特征、对渗层深度要求、使用寿命长短等综合考虑。如大型构件，寿命要求长而表面粗糙度要求一般时，可采用液体渗铝法或热喷涂扩散法。对小型构件，要求渗层薄、粗糙度低时可采用固体渗铝或气相渗铝法。

液体渗铝法　又称热浸法。将钢管或铸铁件经预处理后浸入熔融的铝浴内，使其表面被铝元素渗入，并使之达到饱和程度，时间随钢管的管径和壁厚而定，随后按构件运行工况条件选择是否进行扩散退火（对低碳钢温度通常为 970℃±10℃）。扩散退火可进一步提高渗层的深度与均匀性，其退火温度越高则扩散越快，但温度过高会使低碳钢晶粒长大，降低其力学性能。对于使用在抗大气腐蚀条件下的构件，可不进行扩散退火。液体渗铝工艺步骤一般为：工件表面去油→酸洗→助镀→烘干→热浸铝→扩散退火等。

出炉空冷的工件在放置时应防止出现渗层破坏或变形。液体渗铝工艺简单，生产效率高，易于机械化连续作业，其缺点是渗层表面较粗糙，均匀性差，夹杂物较多，熔铝用的坩埚易被铝液浸蚀，会产生有害气体污染环境等。局部防渗铝工艺、渗铝件的焊接工艺以及提高渗铝件处理后的力学性能等问题已得到解决，液体渗铝工艺已广泛应用于锅炉管。

固体渗铝法　将构件放在固体粉末渗剂中的渗铝工艺。方法是将要渗铝的构件经预处理后放入装满渗剂的铁箱内，加热到 900～950℃ 的温度，保持长时间（按要求渗层深度而定）随后冷却。渗剂一般为 Al-Fe 合金粉加催化剂（如氯化铵粉末）。固体渗铝后的构件表面光洁致密，具有良好的抗氧化性。低碳钢管渗铝后可用作工业炉管以代替奥氏体耐热钢，其抗氧化温度可达 800～900℃。

参考书目

齐宝森．化学热处理技术．北京：化学工业出版社，2006.

jinshu jiandu

金属监督

(the supervision of metallic parts)　对电站金属部件在制造、安装和服役过程中的材料品质、焊接质量和金属部件的老化/损伤状态进行监测、评估，并提出应对措施的技术管理工作。金属监督涉及电力设备金属部件的监测技术、检测比例、检测周期和技术管理，主要内容包括：对受监范围内各种金属部件进行检测和诊断，及时了解和掌握这些部件在设计、制造、安装、运行、检修和设备更新改造等各个过程中的金属材料质量、焊接质量等状况，杜绝不合格的金属部件投入运行；检查和掌握金属部件在服役过程中微观组织的老化、性能劣化及缺陷萌生发展情况，避免和预防金属部件的突然失效和设备事故，使之在失效前及时更换或修补恢复；参加受监部件事故的调查和原因分析，总结经验，提出对策。

历程　火力发电厂金属监督起源于高参数机组的投运。20 世纪 40 年代初期，美国制定了碳钢的球化评级标准，并规定对 0.5%Mo 钢作定期石墨化检查。50 年代，苏联的全苏热工研究院（BTИ）制定了 0.5%Mo 钢 6 级球化评级标准，苏联电站部（MЭC）颁发了《蒸汽管道与过热器管的金属蠕变与组织老化监督规程》。60 年代初，英国中央发电局（CEGB）制定了 1%Cr-0.5%Mo 钢制过热器管的 6 级球化评级标准。80 年代，工业发达国家金属监督技术发展很快，采用了先进的试验方法和诊断技术，并和寿命评估及寿命管理相结合，如德国技术监督协会（TÜV）和鲁尔电力公司制定了材质损伤的《金相组织评级方法》，利用复膜金相技术对有蠕变损伤的高温部件运行可靠性进行评定。90 年代以来，金属部件缺陷监测和安全监督新技术发展迅速，例如，用超声波技术检测锅炉受热面管内壁氧化层厚度以计算炉管金属运行温度，并由此评估炉管的剩余寿命；用超声波技术检测锅炉奥氏体受热面管内氧化层剥落导致的堵管和水冷壁管的氢损伤；用电磁、涡流检测水冷壁管的腐蚀；用磁记忆技术检测联箱接管角焊缝的缺陷等。

中国的金属监督工作发展大致可分为四个阶段。第一阶段为 50 年代初期至 60 年代，主要是组建队伍，在起步的基础上着重对锅筒的苛性脆化、锅炉爆管、汽轮机断叶片和高温螺栓断裂等事故开展分析研究。1962 年水利电力部召开了金属、仪表、化学和绝缘四项监督工作会议，从此金属监督

正式命名。1965年水利电力部电力科学研究院制定了《12Cr1MoV钢球化级标准（试行）》，1967年水利电力部召开了高温螺栓会议，制定了25Cr2Mo1V和25Cr2MoV钢制螺栓冲击韧度和硬度指标。第二阶段从70年代到80年代初期，主要对12Cr1MoV和12CrMo钢制主蒸汽管道材质老化损伤进行研究和评估，同时对锅筒、汽轮机转子等部件进行普查，并制订了相应的技术标准；1983年水利电力部颁布了SD 107—1983《火力发电厂金属技术监督规程》。第三阶段从80年代后期开始，金属监督深化发展，对重要的受监金属部件和超期服役机组进行寿命评估，对含缺陷的部件进行安全性评估，修订了DL 438—1991《火力发电厂金属技术监督规程》，制订了DL 439—1991《火力发电厂高温紧固件技术导则》、DL 440—1991《在役电站锅炉汽包的检验评定》和DL 441—1991《火力发电厂高温高压蒸汽管道蠕变监督规程》技术标准，成立了电站金属材料专业委员会，定期举办全国性的电厂金属材料失效与评估、无损检测、耐磨材料和电厂金属化学诸专业学术年会等，建立培养了一支规模较大的金属监督专业队伍和管理体系，加强了与发达国家金属监督的技术交流和合作。

第四阶段始于2000年，电站金属监督越来越发挥出重要的作用，制修订了70多个与金属监督相关的部件缺陷监测、材质老化评级、焊接修复等技术标准。随着超（超）临界机组的飞速发展，开展了对P92新型耐热钢的焊接、焊后现场热处理、焊缝质量控制的研究与实施，对9%～12%Cr新型耐热钢的老化损伤的研究和部件质量监控取得了重要的进展；再次修订的DL/T 438—2009《火力发电厂金属技术监督规程》中，包括了9%～12%Cr新型耐热钢、新型奥氏体耐热钢的检测监督，对保障超（超）临界机组的安全运行发挥了重要的作用。一些新的金属部件缺陷和质量检测技术不断采用，例如，奥氏体耐热钢管内壁氧化层剥落的精确监测及附着氧化层的检测；用散斑图像分析（SPICA-speckle image correlation analysis）技术监测高温部件高应力区的局部蠕变；用超声导波技术检测管道内壁的腐蚀、缺陷；用超声衍射时差（TOFD-time of flight diffraction）技术和相控阵技术对设备缺陷进行精确检测和三维定位等。进一步扩大了与世界工业发达国家的电力研究机构和学术团体的紧密联系、交流和合作，中国电力工业的金属监督与寿命管理工作已与发达国家的发展同步。

任务　金属监督的主要任务包括：①做好受监范围内各种金属部件在制造、安装、检修及老机组更新改造中材料质量、焊接质量、部件质量监督，进行金属理化性能、机械性能和工艺性能试验；②按照相应的技术标准，检验、掌握受监部件服役过程中蠕变变形、金属微观组织和力学性能变化，对材料的老化损伤状态做出评估，发现问题及时采取措施；③对受监金属部件的失效进行调查和原因分析，总结经验，提出处理对策；④采取先进的诊断和监测技术，对设备的缺陷及缺陷的发展进行检测和评判，并提出相应的技术措施；⑤对重要的超期服役的受监金属部件进行寿命评估，对含缺陷的部件进行安全性评估，为机组的寿命管理和状态检修提供技术依据；⑥指导参与焊工的培训和考核；⑦建立、健全金属监督档案，并进行电子文档管理。

范围　金属监督主要针对重要的金属部件，包括：①工作温度≥400℃的高温承压部件，如主蒸汽管道、高温再热蒸汽管道、过热器管、再热器管、联箱、阀壳和三通，以及与主蒸汽管、再热蒸汽管相连的小管道。②工作温度≥400℃的汽缸、汽室、燃烧室、主汽阀、导汽管和紧固件等。③工作压力≥5.88MPa的承压管道和构件如水冷壁管、省煤器管、联箱、给水管道等；工作压力≥3.82MPa的锅筒和直流锅炉的汽水分离器、储水罐及低温再热蒸汽管道。④汽轮机和燃气轮机的主轴、叶轮、叶片，螺栓、轴瓦、拉金等，发电机转子、护环、风叶等。⑤可能导致严重事故的压力容器，如除氧器、加热器和扩容器等。

内容　一般在设备投运前制造、安装和投运后的检修时，对范围内受监构件作定期的金属检验测试；也有对受监构件的在线连续监测。定期的检验测试主要以无损检测方式进行，仅在必要和有可能时才对受监构件进行取样检验。所用的检测方法，如光谱化学成分检测，复膜金相作金相组织和损伤、裂纹检验，宏观检验，尺寸检测，无损探伤，应力和残余应力测量、无损的碳化物分析等，以及蠕变变形的连续测量和高温管道、汽轮机转子寿命损耗的连续监测等，是无损或非破坏性的，仅取样的力学性能试验是破坏性的。得到检验结果后，对检测结果建立档案和数据库以与原始及历次检测结果比较，以期做出预报。具体内容包括：①构件金属材料牌号和质量检验，如钢号和其他合金材料牌号的复核，以免错用钢号或材料；用宏观及无损检验方法对构件作表面和内部缺陷的检验。这种检验工作在材料入库、设备制造，安装、检修以及材料代用中均需进行。构件在运行中材料牌号不会自行发生变化，但缺陷会发生变化，如原始状态，钢轧件的缺陷如裂纹、划痕、重皮、折叠、结疤和离层等，铸件的缺陷如裂纹、气孔、夹杂、焊缝的裂纹、未焊透、咬边及未熔合等，有的会在运行中扩展，无缺陷处也会在运行中出现诸如高温承压构件和压力容器的裂纹、磨损、鼓包等和高速转动部件如汽轮机及燃气轮机叶片根部、叶轮键槽、大轴中心孔以及发电机护环内表面裂纹等缺陷。②金属组织和裂纹性质检验，包括：构件金属的组织检验；表面脱碳层厚度检验；高温构件的组织变化检验和碳钢、钼钢管子和管道的石墨化检验、碳钢和珠光体耐热钢管子和管道的珠光体球化程度检验；25Cr2Mo1V和25Cr2MoV钢螺栓热脆性程度（见金属脆性）及铬镍奥氏体不锈钢的σ相的析出检验；碳钢水冷壁管氢腐蚀裂纹检验，奥氏体耐热钢晶间应力腐蚀裂纹检验，减温器、锅筒、联箱、汽缸、阀门壳和汽轮机转子等的疲劳裂纹检验，以及耐热钢高温承压构件蠕变损伤——孔洞及蠕变裂纹的检验等。③尺寸检验。包括构件尺寸和厚度测量，以进行强度验算。对受热面管子尤其是弯管向火面及管道弯管外弧侧进行厚度测量以检验磨损和冲蚀程度。④构件力学性能检验。对高温受热面（如高温过热器和高温再热器）管道及高温蒸汽管道（如主蒸汽管道和再热蒸汽管道）设立硬度、金相组织性质变化监察段，后者可与该高温蒸汽管道蠕变监察段为一体，以在必要时割管取样进行组织性质变化检验，特别如持久强度试验等，以检测当前的材质水平，用于这些高温构件的第三阶段寿命评估；螺栓等高温构件及其他构件的硬度检验；焊接接头焊缝及热影响区硬度检验；制造及安装时重要构件的取样力学性能检验以及对事故构件的取样力学性能检验

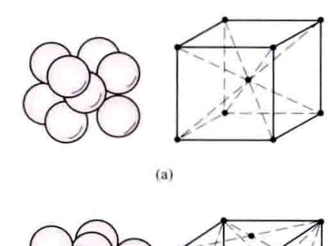
等。⑤应力及残余应力测量。包括对高温承压构件如高温蒸汽管道的常温和高温应力测量，承压构件如锅筒的应力测量，焊缝的残余应力测量，汽轮机和燃气轮机及发电机高速转动部件如大轴、叶轮等的动应力测量及残余应力测量以及高温管道支吊架支吊点的位移测量等。⑥工艺性能检验。包括焊工考试及新钢材焊接工艺评定等。⑦构件的工况监测。包括承压构件运行温度和压力的监测，厚壁构件如锅筒及联箱等在起停及变工况运行下的壁温差的监测等。承压构件水压试验的水温及大型机组作超速试验时其大轴温度均应监测并使其不低于各自的脆性转变温度，以防脆裂和脆断。

发电厂的金属监督档案和数据库分为原始资料档案、专门技术档案及管理档案等三种。原始资料档案为制造、安装提交的原始资料等。专门技术档案如机组运行历史数据，受监金属构件历次检查、鉴定、更换档案，焊接质量技术档案，事故分析及异常情况档案，反事故措施及各构件缺陷处理档案等。管理档案如全厂金属监督组织机构和职责条例，有关机构制定的金属监督规程、导则以及厂级编制的金属监督实施细则、金属监督工作计划及总结、焊工技术管理档案等。

jinshu jingti jiegou

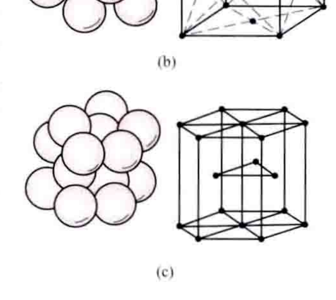
金属晶体结构 (crystal structure of metal) 金属材料中原子按一定对称性和周期性平移重复而形成的空间排列形式。金属及其合金（由两个或两个以上元素熔合而成的物质）在固态通常为晶体，以金属键相结合，故与非金属晶体的特性不同。

单晶体中金属原子按一定的空间点阵呈周期排列，这种空间点阵称作晶格，组成晶格的最小几何单元称为晶胞。晶体结构按晶胞来划分。常见金属晶体结构有体心立方、面心立方及密排六方（见图）。金属的物理、化学和力学等性能与点阵类型、晶胞中原子数及反映点阵特点的各种参数有关。



(a)

(b)



(c)

金属的晶胞

(a) 体心立方；(b) 面心立方；(c) 密排六方

实际金属都是多晶体，由许多位向不同的小单晶体（称为晶粒）组成。晶粒之间的交界为晶界，其厚度有2～3个原子，原子排列混乱。晶粒内部还有各种晶体缺陷，有点缺陷、线缺陷和面缺陷等。点缺陷有晶格空位（晶格结点上有的因热运动而无原子）、间隙原子（有的原子不在正常的结点上，而在间隙位置上）等；线缺陷有位错，包括刃型位错和螺型位错等，多数为混合位错；面缺陷有嵌镶块边界（一个晶粒由很多大小为10^{-5}～10^{-3}cm的相互位向差10′～20′的小块组成，小块中原子排列整齐，称为嵌镶块，又称亚晶或亚结构）等，晶界为典型的面缺陷。

jinshu lashen xingneng

金属拉伸性能 (tensile properties of metal) 通过拉伸试验所表征的金属的强度，以及塑性方面的性能和指标。其中室温拉伸试验结果是表征金属材料品质和性能的最基本和最主要的参量。

金属拉伸试验是将金属材料按标准加工成圆柱或板状试样，在专用试验机上按一定的加载速率施加单向（轴向）拉力载荷，使试样变形伸长至一定程度或断裂的试验。金属拉伸试验可在不同温度下进行，室温拉伸试验是最基本的拉伸试验。一般用抗拉强度、屈服强度、断后伸长率、断面收缩率来表征金属拉伸性能。

抗拉强度　试样拉断前承受的最大标称拉应力。对于塑性材料，它表征材料最大均匀塑性变形的抗力；对于没有（或很小）均匀塑性变形的脆性材料，它反映了材料的断裂抗力。符号为R_m，单位为MPa。

屈服强度　有明显屈服现象的材料试样在拉伸试验过程中力不增加（保持恒定）仍能继续伸长（变形）时的应力。应区分上屈服强度与下屈服强度，上屈服强度是试样发生屈服而力首次下降前的最大应力，下屈服强度是当不计初始瞬时效应时屈服阶段中的最小应力，一般对金属材料要求和验证的是下屈服强度R_{eL}。试验还规定了规定残余延伸强度R_r，即试样卸除拉伸力后，其标距部分的残余伸长达到规定原始标距百分比时的应力。表示此应力的符号应附以角注说明所规定的百分比。例如：$R_{r0.2}$表示规定残余伸长率为0.2%时的应力。试验还规定了规定非比例延伸强度R_p，即试样标距部分的非比例伸长达到规定原始标距百分比时的应力。表示此应力的符号应附以角注说明所规定的百分比。例如：$R_{p0.01}$表示规定非比例伸长率为0.01%时的应力。金属材料的屈服强度和规定残余延伸强度表征材料抵抗塑性变形的能力。

断后伸长率　试样拉断后标距（规定的长度）的伸长与原始标距的百分比，符号为A。金属材料的断后伸长率表征材料的塑性延伸能力。

断面收缩率　试样拉断后，缩颈处横截面的最大缩减量与原始横截面积的百分比，符号为Z。与断后伸长率一样是表征金属材料塑性延伸能力的参量。

参考书目

孙茂才．金属力学性能．哈尔滨：哈尔滨工业大学出版社，2005．

jinshu mosun

金属磨损 (wear of metal) 金属与其他物体相互接触并做相对运动，由于机械作用或伴有化学作用所造成的金属表面逐渐损失以致表面损伤的现象。金属的磨损失效形式一般包括黏着磨损、磨料磨损、接触疲劳磨损、微动磨损、气蚀、冲蚀、腐蚀磨损等。减少磨损的方法主要包括：①选用耐磨材料，改进设计；②进行表面防磨处理，包括化学热处理、表面淬硬、堆焊或喷焊耐磨金属等；③应用防护层，置换易损部件等。

火力发电厂常见的金属磨损失效形式主要是磨料磨损、腐蚀磨损和接触疲劳磨损等。

磨料磨损 由于硬颗粒或硬的突出物使构件表面材料耗失的磨损。主要机理是显微切削、磨料造成被磨件表面塑性变形而剥落及脆性断裂等。又可分成高应力磨料磨损和低应力冲蚀磨损。高应力磨料磨损如钢球磨煤机的小磨球、筒体和端面衬瓦，E 型磨煤机的大磨球和磨环，RP 型磨煤机和 MPS 型磨煤机的磨辊、衬板与磨环的磨损。低应力冲蚀磨损是在含有硬颗粒的流体相对固体运动时，使固体表面产生的磨损，如风扇磨煤机的冲击板、护钩和护甲，排粉风机与引风机的叶片及护板，省煤器以及高温下燃烧器的磨损。

腐蚀磨损 以化学或电化学反应腐蚀与滑动、滚动或重复冲击的机械联合作用而产生的材料表面损失的磨损。如灰渣泵轮及护套、空气预热器管组的磨损。

接触疲劳磨损 材料的微观体积受循环接触应力产生重复变形，导致裂纹和分离出微片或颗粒的磨损。如轴承轴瓦、主油泵以及汽轮机叶片根部等的磨损。

jinshu qianghua

金属强化

（strengthening of metal） 通过合金化、改善冶炼工艺、塑性变形和热处理等工艺措施提高金属材料强度的技术方法。金属材料的强化主要有固溶强化、沉淀强化（弥散强化）、晶界强化、形变强化、热处理强化、冶金强化等。

固溶强化 向钢或合金中加入合金元素使之溶入基体形成固溶体（间隙固溶体、置换固溶体）而使钢或合金得以强化。固溶体的强化主要是通过添加合金元素增大基体的晶格畸变，增强固溶体原子键引力，提高固溶体再结晶温度和稳定性，对位错起锁锚作用等来使钢的强度得以提高。如火电厂用的奥氏体耐热钢中加入 Mo、W、Nb 等元素以及珠光体耐热钢中加入 Cr、Mo、V 等元素均可提高钢强度。

沉淀强化（弥散强化） 在耐热钢中加入能形成稳定碳化物、氮化物的合金元素，在一定的条件下，使之从固溶体中析出细小的第二相，弥散地分布在基体上。这些细小弥散的颗粒（质点）一方面与位错发生交互作用，阻止位错的移动，提高了钢的强度，例如耐热钢中碳化物、氮化物，镍基高温合金中的 γ' 相。另一方面，细小而弥散的第二相可细化晶粒，又在一定程度上改善了钢的韧性，例如耐热钢中的 $Cr_{23}C_6$、V_4C_3、VC、TiC、NbC 等。

晶界强化 向钢中加入一些微量的表面活性元素，如硼和稀土元素等，产生内吸附现象浓集于晶界从而使钢的蠕变极限和持久强度显著提高。金属材料在蠕变温度下，晶界强度比晶内强度低，蠕变断裂先在晶界发生。晶界强化对火电厂高温构件用钢具有重要意义，如 12Cr2MoWVTiB，即利用了硼的晶界强化作用提高了钢的蠕变极限和高温持久强度。

形变强化 通过金属材料的塑性变形，以提高金属强度（如屈服强度）的工艺，也称加工强化。这种强化方式仅适用于工作温度为室温或不超过 200℃ 的部件。例如火电厂发电机无磁性护环制造时常以冷锻、冷扩孔等形变强化方法提高护环材料的强度。

jinshu rechuli

金属热处理

（heat treatment of metal） 利用固态金属相变规律，采用加热、保温、冷却的方法，改善并控制金属的微观组织与性能（物理、化学及力学性能等）的工艺技术。金属热处理可分三大类，即一般热处理、化学热处理（见金属化学热处理）和形变热处理，此处金属热处理仅指一般热处理。金属热处理工艺按加热和冷却的不同可分退火、正火、淬火、回火、调质等。在热处理工艺中最重要的是工艺参数的选择和热处理缺陷的防止。

工艺参数的选择 热处理工艺参数包括加热温度、加热速度、加热方式、保温时间、冷却方式和介质等，金属高性能的获得主要靠这些工艺参数的实现。

加热方式 根据热源与热交换条件不同，有电热体加热、盐浴加热、感应加热、火焰加热、离子轰击加热、流化床加热、电接触加热等。

加热速度 构件加热时，由于内外温差，必然产生一定温度梯度。加热速度高，则温度梯度大，内部产生的拉应力导致变形与开裂的倾向也大。加热速度低虽无开裂危险，但生产率低。为此，应根据构件的形状、尺寸和材料的导热性能选择合适的加热速度。

加热温度的确定 应按热处理的种类及金属的临界点高低决定加热温度。不同的金属材料有不同的临界点温度，对同一种钢（如 20 号钢），虽临界点相同，但不同的热处理工艺有不同的加热温度。

加热温度的测量与控制 常用热电偶测量温度，配以相应的仪表，通过仪表的信号处理，实现温度自动控制，以达到热处理温度准确、稳定。

保温时间的确定 即总的保温时间，包括到温后从外表到里层的透热时间、相转变时间与化学成分扩散均匀化时间的总和。与材料的有效厚度、热导率、合金化程度、介质的热交换条件及处理要求等有关，用 $\tau_{总}=KD$ 表示。D 是材料的有效厚度，K 为条件系数。

冷却 冷却是控制热处理的重要步骤。不同的冷却速度是实现不同热处理目的的重要手段。如退火冷却速度慢，正火冷却次之，而淬火冷却速度最快。淬火冷却由不同的冷却介质和冷却方式来实现。不同介质有不同的冷却速度，冷却介质可分成无物态变化与有物态变化的冷却介质两类。无物态变化的冷却介质有空气、低熔点金属液、固态金属、混合的低熔点无机盐熔液。有物态变化的冷却介质有水、油、盐或碱的水溶液等。其中水和碱的水溶液冷却速度较大。冷却方式有装箱炉冷（缓慢冷却）、等温冷却、分级冷却、快速冷却和断续冷却等。不同的方式可有不同的冷却速度。

热处理缺陷及防止 热处理缺陷主要有氧化、脱碳和淬火开裂等，可用加热防护及淬火合理冷却防止。

氧化 在高温下金属表面与介质中的 O_2、CO_2、H_2O 等气体相互作用，形成金属氧化物，使金属表面失去原有的光洁度与几何精度。氧化物层厚度随介质中氧的浓度、温度、时间的增高而变厚。

脱碳 在较高温度下钢中的碳与介质中的 O_2、H_2O、CO_2、H_2 等气体相互作用，如碳的氧化速度大于铁的氧化速度则使表面脱碳，即表层含碳量降低。脱碳后，钢的表面硬度、耐磨性、疲劳强度等明显下降。脱碳层的深度随加热温度、时间及介质中氧的浓度增高而加厚。

为避免部件在加热时发生氧化脱碳采用加热保护，可分

别用装箱密封，涂层，在氮、氩和可控气氛以及真空中加热等措施，其目的是在加热中使构件与氧等隔绝，避免氧化脱碳。

淬火开裂　以均匀加热和合适的冷却来防止，主要是要选择合适的冷却介质及合理的淬火方法等。

金属热处理对火电厂有十分重要的意义，因很多构件，如蒸汽管道钢管、高压锅炉过热器管、汽轮机主轴、叶轮、叶片、高温螺栓以及锅筒、联箱等均需经过热处理来提高它们的运行性能。

参考书目

侯旭明．热处理原理与工艺．北京：机械工业出版社，2010.

jinshu renxing

金属韧性

(metal toughness)　金属材料断裂前在塑性变形和裂纹扩展时吸收能量的能力，又称韧度，是金属材料强度和塑性的综合指标。金属的韧性通常随加载速度提高、温度降低、应力集中程度加剧而减小。金属韧性的主要参量有冲击韧性、冲击吸收能量、韧脆转变温度及断裂韧度等。

冲击韧性　用规定形状和尺寸的缺口试样，在冲击试验力一次作用下折断时耗费于产生两个新的自由表面和一部分体积塑性变形所需的能量除以试样的受载面积，表征冲击试样缺口底部单位横截面积上的冲击吸收功。一般用 a_{kv} 或 a_{ku} 表示，量纲为 J/cm^2，a_{kv}、a_{ku} 分别表示“V”形缺口、“U”形缺口。这一表示金属韧性的指标已较少使用。

冲击吸收能量（impact absorbing energy）　用规定形状和尺寸的缺口试样，在冲击试验力一次作用下折断时耗费于产生两个新的自由表面和一部分体积塑性变形所需的能量。一般采用夏比摆锤冲击试验方法测定材料的冲击吸收能量。夏比摆锤冲击试验是将长度为 55mm、截面为 10mm×10mm（试料不够时，可采用宽度较小的试样）、长度中间有 V 形缺口（45°、深 2mm）或 U 形缺口（宽 2mm、深 2mm 或 5mm）的试样置于试验机两支座之间，缺口背向打击面，用摆锤一次打击试样，通过打击前后摆锤的势能差来计算试样的冲击吸收能量。金属材料冲击吸收能量的测定按 GB/T 229《金属材料 夏比摆锤冲击试验方法》执行，用 KV_2、KU_2、KV_8、KU_8 表示，量纲为 J，“V”“U”分别表示“V”形缺口、“U”形缺口，“2”“8”分别表示摆锤刀刃半径为 2mm 和 8mm。

韧脆转变温度　温度降低时金属材料由韧性状态变化为脆性状态的临界温度。（见韧脆转变温度）

断裂韧度　含裂纹构件抵抗裂纹失稳扩展的能力，是材料的力学性能指标。（见断裂韧度）

jinshu shengxue xingneng

金属声学性能

(acoustic property of metal)　金属介质影响声场特征参量的固有性质。表征金属声学性能的参数有声速、声阻抗和声衰减系数。了解金属的声学性能对无损检测有重要意义。

声速　声波（包括超声波）在介质中传播的速度。超声波根据介质质点的振动方向与传播方向的关系分为纵波、横波、表面波等不同的波型。不同波型的超声波在同一介质中传播时，传播速度不同。声速决定于介质的密度和弹性模量。

声阻抗　指介质的声速和密度的乘积。该物理量不仅影响着单一介质中传播声波的声压、声强度，也制约着通过异质界面传播声波的声压反射率和透射率。

声衰减系数　声波在介质中传播时，随着传播距离的增加声能逐渐减弱的现象称声衰减，常以声衰减系数表示其衰减的程度。引起衰减的原因有介质散射、介质吸收和声束扩散。介质散射和介质吸收等直接与传声介质的种类、组织状态、晶粒状态和黏滞性等因素有关。对于某一确定形式的声波，如球面波在介质中传播，其声衰减的大小，决定于上述传声介质本身固有的某些性质。

jinshu suxing

金属塑性

(metal plasticity)　表征金属的塑性变形能力，主要指标为断后伸长率和断面收缩率。（见金属拉伸性能）

实际金属由于各晶粒的取向不同、微观组织的性能差异、微观组织的不均匀性等，所以微观上金属的起始塑性变形具有非同时性、塑性变形量的非均一性以及塑性变形的时间性。

金属的塑性变形会引起材料的形变强化、内应力增大、密度降低、电阻增加、化学活性增大。

jinshu tanhuawu fenxi

金属碳化物分析

(carbide analysis)　对钢中碳化物相的组成、数量、结构、形态、大小、分布状态及合金元素在相间的分布进行分析的试验方法，属于相分析方法。如表所示，有各种相分析方法可用于碳化物分析。除对碳化物形态、大小、分布状态的分析，以及选区衍射及探针分析等不需将碳化物与基体分离外，通常碳化物分析要求将碳化物与基体分离。其步骤为：样品称量→电解→沉淀剥离（或离心）→相的化学分离→每种相的溶液制备→每种相中成分的测定等。碳化物分析可定量研究金属中碳化物成分与力学性能的关系，以及火电厂金属在运行中的时效过程、合金元素迁移过程和组织变化过程的规律，对了解火电厂用耐热钢的组织稳定性、失效原因以及寿命预测等均具有重要作用。

各种相分析技术的内容和鉴定能力

相分析技术	分析内容	鉴定能力	试样状态
光学显微镜	相的形状、粒度、分布（在基体中的位置）、大致的数量	1μ	磨面、分散残渣
透射电镜		3Å	薄膜、萃取复型、分散残渣
扫描电镜		100Å	磨面、断口、残渣
自射线摄照		0.1μ	磨面
X射线衍射	相鉴定、晶体结构、取向、晶格常数	500Å	残渣
选区电子衍射		300Å	薄膜、萃取物
电子探针	相的成分（各种元素定性和定量）	1μ	磨面、残渣
激光探针		10μ	磨面、残渣
离子探针（表面10Å）		10μ	磨面、残渣

续表

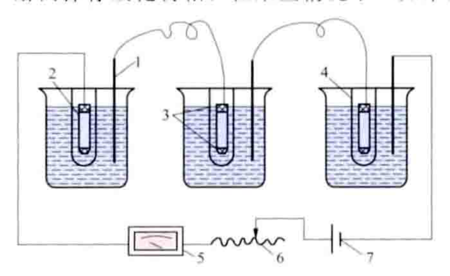
相分析技术	分析内容	鉴定能力	试样状态
物理化学法（电化学抽取和化学分离及分析）**	相的成分、数量及其他***	100Å	残渣或溶液

* 指粉末粒度小于500Å，衍射强度明显下降，无法明确鉴定。

** 包括常量或微量化学分析、原子吸收光谱、X射线荧光光谱、发射光谱等。

*** 抽取出的残渣尚可做形态或结构分析。

电解　对于钢中碳化物相的提取，最有效的是电解法（见图）。电解法是将金属浸入电解液中，利用碳化物相与基体相具有不同的电化学性质，通过外加电流，使基体分离溶解而保存碳化物相。在某些情况下（如采用特定电解液和恒定电位电解法），还可能完成碳化物相的选择性提取，从而为共存碳化物相的进一步分离创造条件。



碳化物电解装置示意图

1—阴极；2—阳极；3—石蜡涂封处；4—胶囊；5—电流表；6—变阻器；7—直流电源

分离　无论采用何种电解液，一般电解法所得到的阳极沉淀经常都包含金属中析出的多种类型碳化物相。碳化物分析的最终目的是了解各碳化物相对金属性能的影响。因此，碳化物相分析不仅要进行阳极沉淀中碳化物相总量的测定，而且要进行各种碳化物相数量和组成的测定，应对碳化物进行分离。用于定量分析方面有效的方法是化学试剂溶解分离法，也可采用选择性电解相分离法。

分析　将混合碳化物相用酸溶法或熔融法制成试验溶液，用化学分析法或仪器分析法对各碳化物相中元素进行定量分析。或将混合碳化物相（或单种碳化物相）干燥后制成粉末，用X射线衍射仪进行碳化物相的类型鉴定及结构分析。

还可采用无损碳化物分析，即在工件上（如主蒸汽管道等）直接提取钢中碳化物相的方法。具体是将特制的有机玻璃槽固定在工件上，向槽内注入电解液，用电解法提取碳化物进行相成分和结构分析。

jinshu xingneng

金属性能

（performance of metal）　金属满足加工、使用的能力，藉以表征金属的特性。它取决于金属的成分、结构和组织。主要有力学性能、物理性能、化学性能和工艺性能等。

力学性能　在力作用下涉及应力与应变关系的性能。根据材料的力学行为，表征材料力学性能的指标可分为弹性、塑性、强度、硬度及韧性等。金属的力学性能是构件选材和设计的重要依据，用相应的力学试验测定。（见金属塑性、金属硬度、金属韧性）

物理性能　在力、热、光、电等物理作用下所反映的特性。常用的有弹性模量、热膨胀系数、泊松比、热导率、比热容、电阻率、内耗等。

弹性模量　材料在弹性变形范围内，应力与相应应变的比值称为弹性模量，表征材料抵抗弹性变形的能力，是材料常数。主要取决于材料的成分及晶体结构。材料的弹性模量有正弹性模量和切弹性模量。正弹性模量简称弹性模量，符号为E，单位为Pa；切弹性模量也叫切变模量、剪切模量或刚性模量，符号为G，单位为Pa。

泊松比　材料在均匀分布的轴向应力作用下，在弹性变形的比例极限范围内，横向应变与纵向应变之比值的绝对值称为泊松比，又称横向变形系数，是材料常数。符号为μ。

热膨胀系数　金属温度每升高1℃时所增加的长度与原来长度的比值，称为热膨胀系数。它是衡量材料热膨胀性大小的性能指标，可分为线膨胀系数与体膨胀系数。符号为α_l，单位为K^{-1}。

热导率　当温度梯度为1℃时单位时间内通过垂直于热传导方向的单位面积的热量称为该材料的热导率，是表征金属材料热传导速度的物理量。取决于物质内部结构和所处状态，纯金属比合金具有更高的热导率。符号为λ，单位为W/(m·K)。

比热容　单位质量的物体每升高1℃所吸收的热量，或每降低1℃所放出的热量称为该物质的比热容。符号为c，单位为J/（kg·K）。

电阻率　长度为1m、截面积$1m^2$的导体所具有的电阻值为电阻率，是表示材料通过电流时阻力大小的指标，是反映介质材料绝缘性能的参数。符号为ρ，单位为Ω·m。

内耗　材料本身的机械振动能量在机械振动时逐渐消耗的现象。一般用振动一周所消耗的能量与原来振动能量之比来度量。

化学性能　抵抗腐蚀性介质化学侵蚀作用的能力。金属的腐蚀可分为化学腐蚀和电化学腐蚀两种。金属的氧化实质上是化学腐蚀的结果。金属化学腐蚀速度同由腐蚀产物形成的金属表面膜的性质有关。电化学腐蚀主要取决于金属的电极电位。提高耐腐蚀性和抗氧化性的根本措施在于材料的合金化。评定耐腐蚀性和抗氧化性的主要指标是腐蚀速率和氧化速率。

腐蚀速率　单位面积材料在单位时间内经腐蚀后的失重或增重。

氧化速率　单位时间内氧化掉的金属深度。

工艺性能　制造金属制件时的冷热加工性能。主要有铸造性、可锻性、焊接性、切削加工性和热处理工艺性能等。

铸造性能　表征金属铸造成型的难易程度。通常用流动性、收缩性、偏析程度和热裂倾向等性能表示。

锻压性能　材料在锻造过程中承受塑性变形的能力。材料的可锻性与化学成分、加热温度、组织状态及冷却规范等有关。

焊接性能　或称可焊性，表征在一定焊接方法、焊接材料、工艺参数及结构形式下，获得优质焊接接头的难易程度。焊接性的好坏可用材料的化学成分进行估算，亦可用相应的焊接裂纹敏感性试验进行评定。

切削加工性能　表征材料切削加工成一定尺寸、精度和

表面质量的难易程度。与材料的硬度、强度、导热性和加工硬化性等有关。评价切削加工性能的指标主要是切削率，即用在切削加工精度、粗糙度相同，刀具寿命一致的情况下，被试材料与标准材料最大切削速度的百分比表示。

热处理性能　表征金属或合金，在固态范围内，通过加热、保温、冷却的方法，改变其内部组织，以获得预期热处理效果的难易程度。其主要指标有：①晶粒长大倾向；②淬透性；③淬裂敏感性。晶粒长大倾向是表征金属在加热过程中晶粒粗化倾向的大小（见晶粒度）。淬透性是表征钢接受淬火的能力。在同等尺寸、加热及冷却条件下，以淬硬层深度来度量。淬硬层深度是指从钢件表面至半马氏体区（马氏体组织占50%，珠光体类型组织占50%）处的深度，与过冷奥氏体的稳定性有关。淬裂敏感性是淬火时产生裂纹的倾向性。

jinshu yingdu

金属硬度　（metal hardness）　金属抵抗局部变形，特别是塑性变形、压痕或划痕的抗力。金属硬度是衡量金属软硬的判据，是金属力学性能的一个判据。一般金属硬度越高，强度就越高，耐磨性就越好，而塑性和韧性就越差。硬度值的物理意义取决于实验方法，硬度试验方法有压入法、动力法和划痕法三种，常用的为压入法和动力法。相应的，有三种硬度值：压入硬度（表示材料抵抗塑性变形的能力）、动力硬度（表示材料形变功的大小）和划痕硬度（表示材料抵抗磨削或磨损的能力）。影响材料硬度的因素包括化学成分、组织类型、加工处理状态及温度等。由于材料的硬度值与其他力学性能，如抗拉强度、疲劳极限、持久强度等有某种经验关系，因此，可用测硬度的方法近似地快速测定这些性能，还可用于测定金属同素异形转变、蠕变激活能，以及研究金属的时效过程等。硬度试验简便，不损伤试件，应用很广。

压入法硬度试验　将一定形状的压头在静载荷作用下压入试件表面，以压痕面积或深度计算硬度，常用的试验方法有布氏、洛氏及维氏硬度试验三种。

布氏硬度试验　用球面压痕单位面积上所承受的平均压力表示的硬度值，符号为 HB。实际检测中是以直径 D（1～10mm）的钢质或硬质合金球体为压头，在某一等级载荷 F（9.807～29 420N）作用下压入试件表面，卸载后根据测得的压痕直径 d（mm），按下述公式计算或表格查得布氏硬度值，即

$$HBW=0.102\frac{2F}{\pi D(D-\sqrt{D^2-d^2})}$$

HBW 表示用硬质合金球试验时的布氏硬度值。

金属布氏硬度试验按 GB/T 231《金属布氏硬度试验》执行。金属布氏硬度与抗拉强度间的关系，可参照 DIN EN ISO 18265《金属材料硬度值换算（Metallic materials conversion of hardness values）》、GB/T 1172《黑色金属硬度及强度换算值》。

洛氏硬度试验　试验时，以锥角为120°的金刚石圆锥或直径为1.588mm的钢球为压头，先以初载荷 F_0 压入试件表面，压入深度为 h_0，再加主载荷 F_1，则总载荷 $F=F_0+F_1$，总压入深度为 h，后卸除主载荷 F_1，由弹性变形引起的恢复深度为 h_2，则由主载荷引起的压痕深度残余增量 e 计算洛氏硬度。按压头类型和载荷的不同，洛氏硬度分为 HRA、HRB、HRC。HRA 为金刚石圆锥压头，$F=588.4$N；HRB 为钢球压头，$F=980.7$N；HRC 为金刚石圆锥压头，$F=1471$N。

金属洛氏硬度试验按 GB/T 1818《金属表面洛氏硬度试验方法》执行。

维氏硬度试验　试验时以相对夹角为136°的金刚石正四棱锥为压头，在载荷为 F（98.07×10^{-3}～980.7N）作用下压入试件表面，按压痕平均对角线长度 d（mm）计算压痕表面积 S（mm^2），再用相应公式计算维氏硬度值 HV。当载荷 $F\geqslant49.03$N 时，称之为维氏硬度试验，对应的硬度为≥HV5；当载荷 $1.961N\leqslant F<49.03N$ 时，称为小负荷维氏硬度试验，对应的硬度为HV0.2～低于HV5；当载荷 $0.09807N\leqslant F<1.961N$ 时，称为显微维氏硬度试验，对应的硬度为HV0.01～低于HV0.2。

金属维氏硬度试验按 GB/T 4340《金属维氏硬度试验方法》执行。金属布氏硬度、洛氏硬度与维氏硬度的换算关系，可参照 DIN EN ISO 18265。

动力法硬度试验　动态加载测硬度。主要试验方法有肖氏硬度试验、动态布氏硬度试验和电站材料现场检测常用的里氏硬度试验。

里氏硬度试验是用规定质量的冲击体在弹力作用下以一定速度冲击试样表面，用冲头在距离试样表面1mm处的回弹速度与冲击速度之比计算出的数值。里氏硬度计一般是便携式的，用于现场检测，方便实用。

金属里氏硬度试验按 GB/T 17394《金属里氏硬度试验方法》执行。

jinshu zuzhi xingneng bianhua

金属组织性能变化　（structure and property changes of metal）　金属材料在高温长期运行中随时间所发生的组织性能变化，也称老化。高温系指金属在蠕变温度范围内，组织指金属微观组织即金相显微组织和超微观组织，性能主要指各项力学性能以及一些物理和化学性能等。钢在蠕变温度范围服役，除发生蠕变或应力松弛等过程外，还会由于钢内部原子运动加快而随时间发生组织变化。金属组织的变化必然导致金属的性能变化。一定时间内的组织性能变化程度，如石墨化程度、珠光体球化程度或碳化物聚集程度、其他第二相生长与转变程度、脆化及敏化程度等可以作为耐热金属材料在高温长期运行过程中组织稳定性好坏的标志。

火力发电厂各类高温构件，如高温蒸汽管道、受热面管子、高温联箱、汽轮机高温转子及高温螺栓等金属材料发生的组织性能变化比较典型，主要有：

（1）珠光体球化或碳化物聚集。珠光体、贝氏体、马氏体耐热钢中的珠光体或碳化物由有位向、有规律的分布通过逐渐扩散和再聚集、长大，趋向于在晶内均匀分布和晶界上链状分布的粗大球状颗粒。使钢的强度和塑、韧性降低。（见珠光体球化）

（2）石墨化。仅发生在不含铬的珠光体耐热钢中。钢中渗碳体分解成游离碳，并以石墨形式析出，使钢的脆性急剧

增大。（见石墨化）

（3）时效。组织变化为基体上析出沉淀物颗粒，使钢强度、硬度发生变化。

（4）新相析出。组织中析出新相，使相应性能发生变化，如不锈钢中析出σ相使钢的抗腐蚀性显著下降。（见新相析出）

（5）热脆性。组织上主要为晶界上有析出物（微观和超微观的），并使室温冲击韧性明显降低，韧脆转变温度升高。（见金属脆性）

（6）合金元素迁移。合金元素从固溶体向碳化物中迁移并形成新的碳化物，使耐热钢的强度、蠕变持久寿命损耗速率发生变化。（见合金元素迁移）

（7）氢腐蚀。组织中出现众多晶间裂纹，裂纹周围一般有脱碳现象，使钢的强度、塑性、韧性均明显降低。

这些组织性能变化均在一定温度范围内发生，且一般温度越高变化速度越快。构件在运行中所受的各种应力是这些变化过程的重要促进因素。有的变化过程还受其他因素影响，如氢腐蚀受介质和介质运行情况的影响。由于上述这些变化过程中有的有相似的主要影响因素，因此有的构件在运行时可以同时发生几个变化过程。在条件适合时也可能只单独地发生某一过程。

金属组织性能变化是火电厂高温金属监督的主要内容，也是高温构件失效的一种材质上的基本原因。研究金属组织性能变化过程并及时掌握其发展进程是做好金属监督、高温构件寿命预测和保证高温构件安全运行的基础。

jingujian yonggang ji hejin

紧固件用钢及合金 (steel and alloy for fastening part)

紧固和连接用机械零件所用金属材料的总称。在火电厂，紧固件有螺栓、螺母、垫片和铆钉等。火电厂中重要的螺栓主要有用于高温高压管道法兰、阀门、汽缸法兰和锅炉钢架等静止结合面处的螺栓和用于主轴联轴器动态结合面的螺栓等两类。前者为靠拧紧螺母的压应力使法兰接合面保持汽密的高温螺栓和使钢架保持整体连接的常温用高强螺栓；后者则为传递扭矩的紧固螺栓。

性能要求 紧固件用钢应具有一定的性能：①火电厂用高温螺栓（碳钢工作温度超过300℃，合金钢工作温度超过400℃）应采用抗松弛性能高的材料，使螺栓所要求的初紧应力较低，在要求的运行期限内其残余压紧力仍高于最小密封应力。②高温螺栓用钢，应具有一定蠕变极限和持久强度，蠕变脆化及蠕变缺口敏感性小，有良好的持久塑性。③组织、性能稳定性好，热脆性倾向小。④对承受疲劳载荷的螺栓（如联轴器螺栓）材料，应有较高的抗疲劳和抗剪切能力。⑤良好的抗氧化性能。对汽缸螺栓还应具有一定的抗蚀性能。

钢材选用 高温螺栓应按螺栓工作温度来选择螺栓材料，各工作温度下常用的螺栓材料如表所示。

为防止螺纹咬死，螺母强度宜比螺栓材料低一级，螺母材料比螺栓材料的硬度低20～50HBW。

美国、日本等国家对高温螺栓材料的选用原则略有不同，大致以500℃分界，螺栓工作温度低于500℃使用低合金的铬钼钒耐热钢，高于500℃则采用以Mo、V、W、Nb等元素强化的12%Cr马氏体耐热钢或高温合金。

常用高温螺栓材料表

最高使用温度(℃)	牌　号
400	35（螺母用材）、45
400～413	42CrMo
480	20CrMo（螺母用材）、35CrMo
510	25Cr2MoV
550	25Cr2Mo1V、20Cr1MolV1
570	20CrlMolVNbTiB、20CrlMolVTiB、C-422（2Cr12NiMo1W1V）
590	2Cr12WMoVNbB
620	2Cr12NiW1Mo1V、2Cr11Mo1NiWVNbN、1Cr10Co3W3MoVNbNB、1Cr11NiMoWVNbN、X19CrMoNbVN11-1
677	R-26（Ni-Cr-Co合金）、GH4145（Ni-Cr合金）

用于锅炉构架的高强螺栓用钢为低碳低合金高强度钢如20MnTiB等，用于联轴器的螺栓可为低合金钢如35CrMo、40CrNiMo等。

高温螺栓热脆 工程中曾多次发生螺栓热脆性引起的断裂事故。热脆性在低合金铬钼钒螺栓钢如25Cr2Mo1VA中最为明显。一般认为铬钼钒钢在高温运行中产生的热脆是钢中杂质元素如磷向晶界偏聚或碳化物、氮化物等在晶界析出，造成晶界弱化、韧性下降所致。克服螺栓热脆的方法是采用热脆性倾向小的螺栓钢。对已有热脆的螺栓可通过恢复热处理提高螺栓钢的韧性，但在恢复热处理中应防止成品螺栓螺纹的氧化脱碳。

jinqi canshu shikong

进汽参数失控 (parameters of steam out of control)

进入汽轮机的蒸汽压力、温度参数超过汽轮机安全运行的限值，经多方调节无效失去控制。

原因　主要有：①机组起停过程中主蒸汽及再热蒸汽管道疏水不充分；②机组起停过程中，主、再热减温水，高压旁路减温水用量过大失控；③正常运行时锅炉侧燃烧调整恶化，煤水比严重失调；④锅炉超压时安全阀未及时动作；⑤汽轮机控制系统故障或控制油油质不合格导致高中压调节阀失调；⑥机组运行时高压旁路故障开启导致再热蒸汽参数超限。

主要危害　进汽参数失控会使炉管氧化皮增多、腐蚀加快，也会使机组设备的各金属部件产生较大的热应力，给机组的安全运行带来极大危害。主要有：①压力超越高限运行时，调节级动叶片过负荷，承压部件和紧固部件的内应力加大，缩短其使用寿命；②压力超越低限运行时，机组运行经济性下降；③汽温越高限运行时，调节级叶片可能过负荷，受热金属部件的热变形和热膨胀加大，汽轮机振动可能加大，金属材料的机械强度降低，蠕变速度加快，导致设备损坏或使用寿命缩短；④汽温越低限运行时，高温部件由于进

汽温度大幅下降，将产生很大的热应力和热变形，严重时可能使金属部件产生裂纹或使汽轮机内动、静部分发生磨损事故，并存在汽轮机水冲击的可能。

防范措施　主要有：①机组起停阶段加强各蒸汽管道疏水；②在主蒸汽、再热蒸汽管道疏水袋上装设液位开关，当水位高时连锁开启疏水阀；③过热器、再热器喷水减温系统选用性能可靠的喷水调节阀，并在减温水管路上装设隔绝阀，在主燃料切断、汽轮机跳闸或负荷低于规定值时应自动关闭；④定期按规定安排炉侧安全阀校核；⑤正常运行时加强锅炉燃烧调整，避免汽轮机进汽参数失控；⑥定期对汽轮机高、中压主汽阀、调节汽阀等进行阀阀活动试验（ATT试验）；⑦加强汽轮机控制油的油质控制和监督。

jinqi tiaojie fangshi

进汽调节方式　（steam admission governing）　调节进入汽轮机蒸汽流量的方式。在汽轮机的起动、停机和功率变化时通过开大或关小调节阀来改变进入汽轮机的蒸汽流量和蒸汽参数。汽轮机运行时要随时调节蒸汽的进入量以适应机组负荷的变化，调节方式主要有节流调节、喷嘴调节、复合调节等几种。蒸汽从主汽阀通过调节阀进入汽轮机的第一级喷嘴，这些喷嘴如分布在全圆周上称为全周进汽；如只分布在一弧段则称为部分进汽。汽轮机容量较小时，为了使第一级喷嘴保持一定高度，往往采用部分进汽。

节流调节　汽轮机的进汽全部由一个调节阀或几个同时启闭的调节阀控制，进汽量的改变全靠调节阀的节流，也称为断流调节（见图1）。此种调节方式在部分负荷下存在较大节流损失，适合带基本负荷的机组。由于节流调节采用全周进汽，可使汽轮机进汽部分的温度均匀，在负荷变化时热应力较小。节流调节机组可采用定压运行方式或滑压运行方式。采用西门子公司技术生产的汽轮机和阿尔斯通600MW及以上汽轮机均采用此调节方式。为适应部分负荷节流调节汽轮机过负荷和调频的要求，这些汽轮机均设计有补汽阀，新蒸汽通过补汽阀进入高压缸第五级或第四级后，以提高机组负荷和实现快速升负荷。若当调频完成后，可通过提高新蒸汽压力及逐步关小补汽阀以保持机组负荷基本稳定。

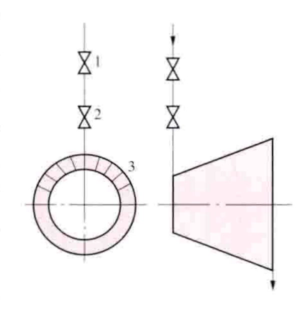


图1　节流调节示意图
1—主汽阀；2—调节汽阀；3—喷嘴弧

喷嘴调节　是将调节级的喷嘴分为几组，每组各由一只调节阀控制，通过依次启闭这些调节阀来调节进汽量，从而改变机组负荷（见图2）。采用这种调节方式时，通常至多只有最后开启的一只阀的节流较大。因此，这种方式在部分负荷时的节流损失比采用节流调节小。喷嘴调节机组可采用定压运行方式或滑压运行方式。国产引进型300MW和600MW汽轮机设计有单阀运行方式和顺序阀运行方式，机组投产6个月以内采用单阀运行方式（调节汽阀同时开启或关闭），6个月后采用顺序阀运行方式（喷嘴调节）。

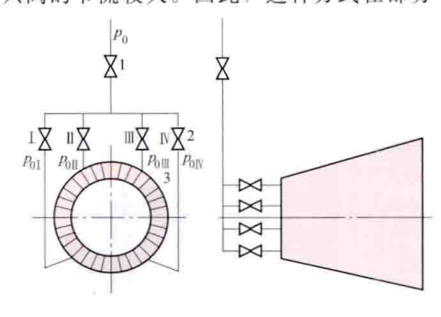


图2　喷嘴调节示意图
1—主汽阀；2—调节汽阀；3—喷嘴组（全周进汽）

复合调节　是汽轮机起动及低负荷时采用节流调节方式，而在一定负荷以上采用喷嘴调节方式。这种调节方式避免了汽轮机起动和低负荷下热应力过大，还可在部分负荷下降低节流损失。例如：东方汽轮机厂生产的1000MW超超临界压力汽轮机，当机组负荷在30%以下，采用4只调节阀同时开启，调整机组负荷；当机组负荷达到30%，切换到2只调节阀全开，随着机组负荷增加，采用喷嘴调节调整机组负荷。

jinglidu

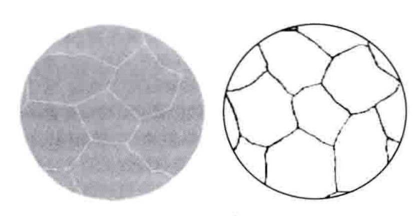
晶粒度　（grain size）　表示金属晶粒大小的指标。对钢来说，一般指奥氏体化后的实际晶粒大小。晶粒度可用奥氏体晶粒的直径或单位面积上的晶粒数 n 来表示。若晶粒大小级别为 N，则 n 和 N 有这样的关系：$n=2^{N-1}$。n 是在放大倍数100倍时，每645mm² 面积内的晶粒数。晶粒越细，n 和 N 也越大。

钢中晶粒度第一标准级别图（放大100倍），如图所示。

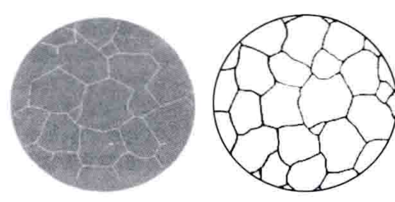
钢的晶粒度按其奥氏体化条件与长大倾向不同，又分成起始晶粒度、实际晶粒度、本质晶粒度。

起始晶粒度　指钢在临界温度以上加热，奥氏体化过程中最初形成的奥氏体晶粒的晶粒度，即奥氏体转变刚刚完成，其晶粒边界开始接触时的晶粒大小，又称初生晶粒度。

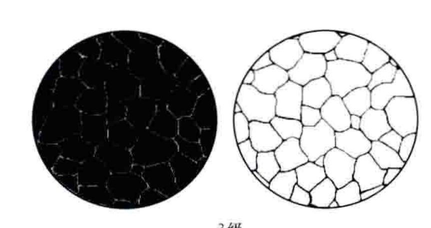
实际晶粒度　指某一实际奥氏体化条件下所得到的实际晶粒大小。


1级

晶粒度	−1	1	3	5
放大倍数	50	100	200	400

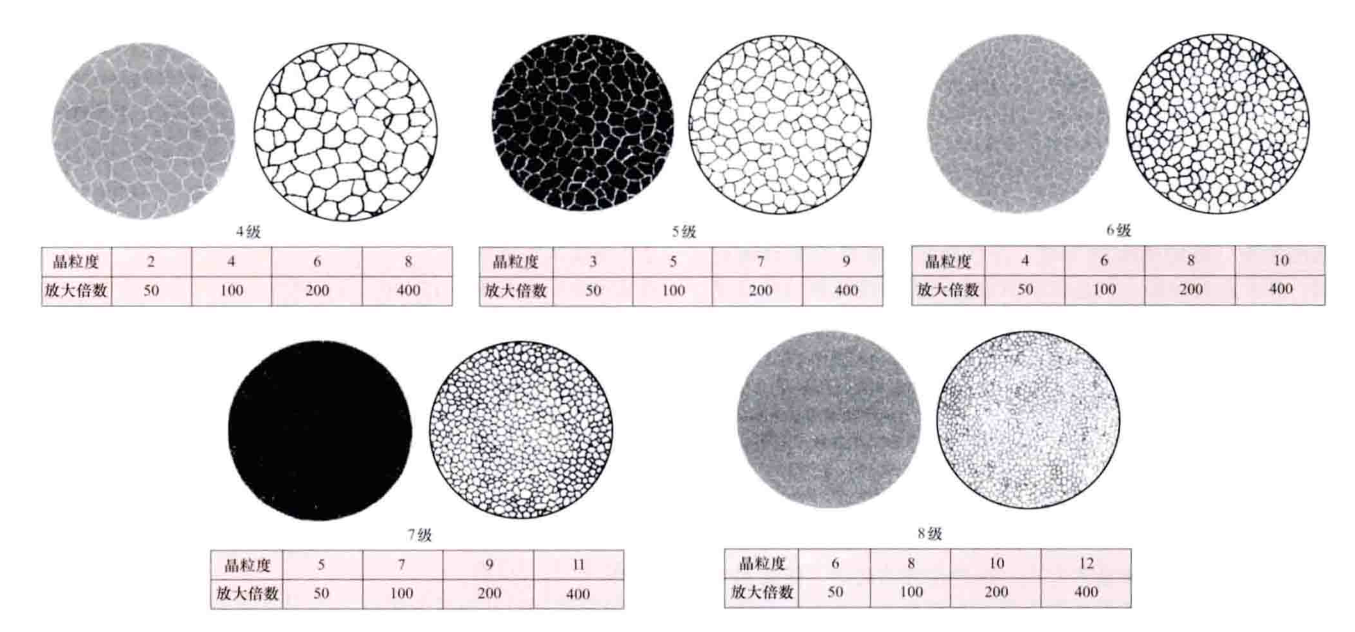

2级

晶粒度	0	2	4	6
放大倍数	50	100	200	400


3级

晶粒度	1	3	5	7
放大倍数	50	100	200	400

钢中晶粒度第一标准级别图（一）



4级

晶粒度	2	4	6	8
放大倍数	50	100	200	400

5级

晶粒度	3	5	7	9
放大倍数	50	100	200	400

6级

晶粒度	4	6	8	10
放大倍数	50	100	200	400

7级

晶粒度	5	7	9	11
放大倍数	50	100	200	400

8级

晶粒度	6	8	10	12
放大倍数	50	100	200	400

钢中晶粒度第一标准级别图（二）

本质晶粒度　只代表在某一条件下，奥氏体晶粒的长大倾向。本质晶粒度的大小，是根据标准试验方法（加热到930℃±10℃保温3～8h后，测定奥氏体晶粒的大小）评定的。在8级评定标准中，在5～8级范围内的称为本质细晶粒钢，在1～4级范围内的称为本质粗晶粒钢。

通常钢的晶粒越小，则强度越高，强度与韧性的配合也越好。但是，在高温下，一般晶粒越大，则蠕变强度越高。

jingdian chuchenqi

静电除尘器　（electrostatic precipitator，ESP）

利用强电场使气体电离，粉尘荷电，并在电场力作用下分离、捕集粉尘的装置，简称电除尘器。静电除尘器按气体流动方向分立式、卧式；按集尘极形式分管形、板形；按放电极的极性分负电晕、正电晕；按粉尘的荷电与分离区的空间分布分为单区、双区；根据清灰方式分干式、湿式。火力发电厂一般采用负电晕、板形、卧式、干式清灰、单区静电除尘器。

静电除尘器的主要优点是除尘效率高（大于或等于99.8%），阻力损失小（100～300Pa），能耗少（0.1～0.6kW·h/10^3m^3），耐高温（小于或等于350℃）。缺点是一次性投资高；耗钢量大；对粉尘的特性敏感，最适宜的实际粉尘比电阻范围为10^4～5×10^{10}Ω·cm，该范围以外则应采取一定的措施才能取得必要的除尘效率；对制造、安装、运行要求严格；占地面积大。

结构及捕尘机理　静电除尘器由高压供电电源和静电除尘器本体两部分组成。

高压供电电源根据气体和粉尘性质，自动调整电场电压，使之保持在稍低于火花放电电压下运行。该装置包括高压整流变压器、自动控制柜和电抗器。其中高压整流变压器和自动控制柜的技术发展很快。高压整流变压器经历了机械、电子管和固态（氧化铜、硒）整流几代产品后，现已普遍采用硅整流变压器；自控控制柜则经历了电阻调压、感应调压、饱和电抗和晶闸管调压的发展过程。工业上已普遍采用新型的供电装置，如微机控制电源、高压脉冲电源等。

静电除尘器本体是完成含尘气体除尘净化的场所。如图1所示，它包括集尘极、放电极、振打清灰系统及壳体、进出口烟箱、灰斗等。放电极曲率半径很小（或尖刺），置于由薄钢板压制而成的集尘极之间并接负极性高电压，形成极不均匀的电场，放电极处电场强度很高，产生电晕放电形成大量负离子向集尘极运动。含尘气体进入电场后，由于碰撞和扩散作用使粉尘带上负离子而呈负极性，在库仑力作用下趋向接地的集尘极（见图2）并沉积在其表面，由定期振打清灰使沉积的粉尘落入灰斗，集中输送至除灰系统，净化的气体由出口烟箱排出。

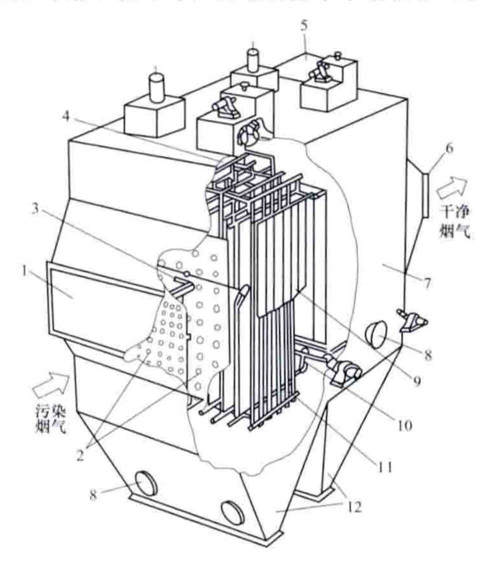


图1　平板形干式静电除尘器的本体结构
1—入口；2—气流分布板；3—气流分布板清灰装置；4—放电极清灰装置；5—绝缘子室；6—出口；7—除尘器外壳；8—观察孔；9—集尘极；10—集尘极清灰装置；11—放电极；12—集灰斗

性能　除尘效率常用多依奇（Deutsch）公式计算：$\eta=1-\exp\left(-\frac{A}{Q}\omega\right)$，处理每单位烟气量的集尘板面积$\left(即比集尘面积\frac{A}{Q}\right)$和粉尘的有效驱动速度（$\omega$）是影响除尘效率的因

素。有效驱动速度 ω 与气体及粉尘的成分和特性、除尘器的结构形式、运行操作参数等几十个因素有关。一般用粉尘的比电阻来反映烟尘特性静电除尘器的适应性。

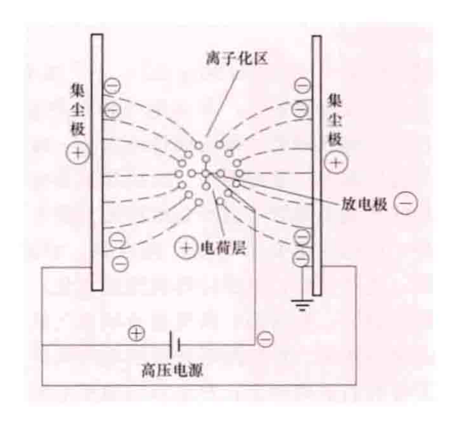
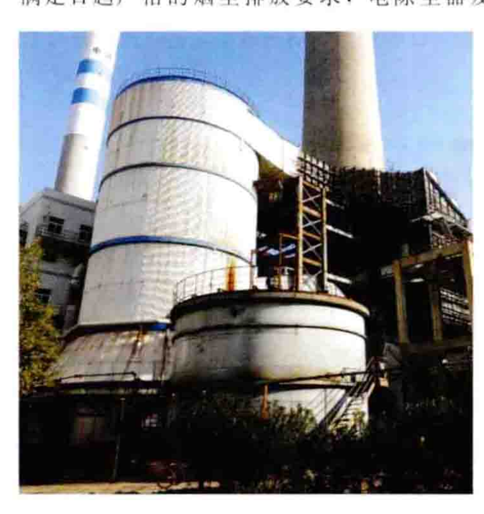


图2 静电除尘原理图

对于比电阻小于 $10^4\,\Omega\cdot\mathrm{cm}$ 的低比电阻粉尘，荷电到达集尘极后很快失去负电荷，并获得与集尘极同极性的正电荷，受到排斥又重返气流空间。然后再次与负离子碰撞而携带负电荷，在库仑力作用下又趋向集尘极。这样往复循环，出现粉尘跳跃而再次飞扬，引起除尘效率的降低。粉尘比电阻为 $10^{10}\sim10^{11}\,\Omega\cdot\mathrm{cm}$ 时，荷电粉尘在收尘极上电荷释放缓慢，粉尘层内存在一定的电位差，使电场空间的电位梯度下降，导致运行电压和电流密度下降，除尘效率也会降低。对粉尘比电阻达到 $10^{12}\,\Omega\cdot\mathrm{cm}$ 以上的高比电阻粉尘，荷电后粉尘层的电位差可能超过尘层间隙的击穿电压而在尘层中击穿放电，即形成反电晕，使集尘极向电场空间放出大量的正离子，导致电晕电流剧增，电压降低，除尘效率显著下降。实践证明，粉尘比电阻为 $10^4\sim10^{10}\,\Omega\cdot\mathrm{cm}$ 时，粉尘对电除尘器的适应性最好，最适合选用电除尘器。

1885年英国人O.J.洛奇（Oliver J. Lodge）在炼铅厂建造了第一台静电除尘器，但因对铅烟尘了解不足，以及整流供电设备的局限，该装置未能成功运行。1907年美国人F.G.科特雷尔（Frederik G. Cottrell）成功地将静电除尘器用于工业气体净化。1923年静电除尘器开始应用于火力发电厂锅炉排烟除尘，此后发展十分迅速，出现了多种型式的静电除尘器。1981年，中国制造的第1台静电除尘器在广西田东电厂50MW机组上应用。为了提高电除尘器的效率，满足日趋严格的烟尘排放要求，电除尘器发展了许多新技术，如高频电源技术、湿式电除尘器（图3）、移动电极技术、电凝聚技术、烟气调质技术、断电振打技术等。这些技术推动了电除尘器的蓬勃发展，确保了电除尘器在工业除尘领域的主流地位。


图3 湿式电除尘器（管一明 提供）

jingdian chuchenqi jianxiu

静电除尘器检修

（overhaul of electrostatic precipitator） 对静电除尘器进行的定期检验与维修。静电除尘器由高、低压电气设备和本体组成。本体的钢结构件和振打清灰的转动部件均处于高温、高粉尘浓度、腐蚀性的烟气条件下运行，因而静电除尘器除日常维护之外，必须定期检修，消除缺陷，更换易损件，以维持稳定、安全、高效运行，并延长使用寿命。静电除尘器检修随同锅炉机组的检修周期统一安排。

检修内容 一般包括：①检查并清除集尘极、放电极、气流均布装置、放电极电缆保温箱、顶部大梁及内部的积灰，有异常情况时应分析原因，采取对策；②清理已断或已损坏的电晕线、集尘板，必要时予以更换；③对芒刺线的尖端进行检查、校正，变形严重的进行更换；小框架无明显变形；螺旋线弹力应适中，挂钩处无电蚀；④阳极板无明显变形，否则应进行校正或更换；⑤振打轴应无明显弯曲，无膨胀受阻情况，表面无明显磨损；⑥尘中轴承、轴套、竖轴轴承等应可靠连接，并与振打轴轴心一致，四周间隙均匀；⑦针轮或针轮套应无明显磨损；⑧灰斗耳板应挂靠牢固，位置适中；⑨各灰斗气化风板检查、清理，损坏的应及时更换；⑩检查放电极、集尘极振打系统的轴承座、耐磨套、承击砧、振打锤的磨损情况，紧固结合情况，如有异常应及时处理；⑪检查、调整集尘极的同极距、异极距，使其符合要求；保证集尘极限位装置完好、牢固；⑫检查及修复振打传动系统的保险装置；⑬检查并消除烟道、烟箱、壳体、灰斗等处的漏风现象；⑭检查各部减速机油位，消除漏油现象；⑮修正或更换不能正常工作的温度计和加热元器件；⑯擦拭绝缘支柱、绝缘套管、振打瓷轴、聚四氟乙烯密封板、电缆终端盒的积灰，如有击穿、裂纹等损坏现象，应予更换；⑰检修各管路的漏气阀门；⑱维修保温层；⑲更换各人孔门的密封石棉绳（垫）；⑳检修高、低压电气设备及其控制系统。以上检修项目，视检修的类别与时间予以安排。

检修要求 静电除尘器检修后的质量应达到如下标准：①同极距、异极距应符合要求；②集尘极、放电极振打锤头的转轴转动灵活，螺栓应紧固并焊牢；③彻底清除除尘器内部的异物，集尘极、放电极表面应无明显粉尘；④引风机、输灰系统的电动机、压缩机、振打减速机转动应灵活，润滑油质量及油位合格；⑤各烟风管路挡板、调节阀动作灵活，各人孔门气密性良好；⑥测定高电压网络、振打电动机及电缆绝缘电阻合格；⑦高压隔离开关操纵机构灵活，位置准确。

jiudi kongzhi

就地控制

（local control） 控制盘（台）布置在被控设备或系统附近，值班员通过控制盘上的设备，对被控对象的运行进行就地监视和控制的方式。在火力发电厂中，就地控制的适用范围为：①小容量机组，它们的热力系统一般为母管制，机、炉采取并列运行方式，此时，锅炉、汽轮机、除氧给水系统可以分别就地控制；②辅助车间，如水处理车间，燃料油泵房、氢气站、压缩空气站等；③辅助系统，如热力网和减温减压器等。

就地控制是相对于集中控制而言的。发电厂对一些相对独立，不需经常监视、能够单独控制的设备和参数可采取就地控制。例如：汽机轴封压力、加热器和凝汽器的水位等曾经应用基地式调节仪表就地控制。就地控制是集中控制的必要补充，可以灵活地适应运行管理方式、初期运行、检修和维护的需要，有些设备系统简单，但控制设备必须根据现场的环境条件，采取防震、防爆、防尘、防腐蚀、防水或防冻等措施。

juere jieliu

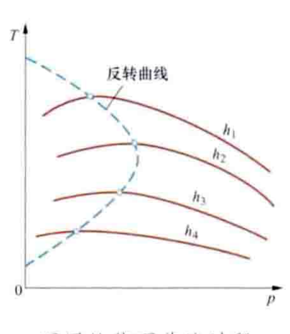
绝热节流 (adiabatic throttling) 工质在绝热情况下的一种流动过程。其特点是与外界无功和热量的交换，工质的宏观动能和势能也无变化，但压力有明显降落。节流过程广泛存在于流体流动的各种场合，例如当流体流过管道中的阀门、节流孔板或其他管道附件时，明显的节流现象就会发生。

根据流动系统的热力学第一定律的数学表达式，绝热节流时，工质与外界没有热量及功的交换，所以在绝热节流前后，工质的焓值不变。但是由于节流是个典型的不可逆过程，经过绝热节流后工质的熵增加，做功能力降低。例如，在蒸汽管道中，由于节流作用产生压损，会导致蒸汽在汽轮机中做功的减少。此外，由于节流作用还会使为输送流体而消耗的功增加。不过节流也有有利的一面，例如，利用节流降低流体压力、调节流量或控制功率，有效且简便。绝热节流还被用于制冷和气体液化等。

理想气体绝热节流后，温度不变。这是因为理想气体的焓只与温度相关。而不同的工质，或同一种工质在不同的热力状态下绝热节流后，其温度的变化则不同。表征绝热节流后工质温度变化特点的参数叫做焦耳-汤姆森系数，即

$$\mu \equiv (\partial T/\partial p)_h$$

它表示节流的微分效应。如果焦耳-汤姆森系数为正值，则表示绝热节流后，工质温度降低，称为冷效应；如为负值，则温度升高，称为热效应；如为零，则温度不变，称为零效应。当节流前后压力的变化为一有限的数值时，其相应的温度变化则叫做节流的积分效应。



不同焓值下节流过程的 T-p 关系

对于一种给定的真实流体，可能在某一参数范围内，经过绝热节流后，其温度降低，而在另一参数范围内，经过绝热节流后，其温度升高。在这两个范围之间，存在一个状态点，从该状态绝热节流后，温度不发生变化（见图）。此状态的工质温度叫做反转温度。反转温度的概念对于通过绝热节流制冷或气体液化技术有重要意义。对于给定的流体，反转温度是随压力而变化的，对应着每一个压力，一般有两个反转温度——上反转温度和下反转温度，而节流的冷效应发生在两个反转温度之间，但下反转温度多半非常低，热力工程中很少遇到。

jueyuanyou

绝缘油 (insulatiing oil) 具有良好物理化学和介电性能及流动特性，用于电气设备中起电绝缘、对流散热，以及消弧或储能作用的液体电介质。按应用对象，绝缘油分为变压器油、断路器油、电容器油及电缆油等。对各类绝缘油的共同要求除一般理化性能要合格外，主要是：介电性能好，以适应高电压等级；闪点高，以减少火灾概率；凝点低，流动性好，以适应环境温度变化；对固体绝缘材料的相容性能好；在高温、高电场及氧化气氛下，对所接触的材料无腐蚀作用。对断路器油还要求灭弧性能良好，在电弧作用下分解的游离碳少；对电容器油和电缆油还应要求高温下的介质损耗低。针对这些性能要求，相应的国家标准或行业标准都规定有具体的检验方法和指标限值。

根据油品的组成性质，绝缘油可分为矿物型和合成型两类。矿物型绝缘油是由石油润滑油馏分经不同加工工艺炼制而成（见电力用油）。采用环烷基原油炼制的绝缘油黏度较低，随温度变化小，凝点在－45℃以下。但环烷基原油产量在国内外均相对稀缺，因而多数绝缘油是利用烷基（即石蜡基）原油炼制的。因石蜡含量会提高油品的黏度和凝点，且使黏度随温度的变化较大，在电场作用下易发生分解而析出气体，故需对油进行脱蜡精制。合成型绝缘油是用某些有机原料合成而得，目的是提高其抗燃性（见抗燃油）。

为改善和提高绝缘油的各项性能指标，在炼制和使用过程中常加入某些添加剂，如降凝剂、抗氧化剂、金属钝化剂等。

对超高压设备用油的质量常有更高的要求，不仅在油的介电特性、耐热稳定性、氧化安定性等方面，而且对油品的析气性能还特别提出要求。在高压电场电晕放电作用下，油中芳烃组分是吸气性的，烷烃则是放气性的。对矿物型绝缘油品，芳烃含量大都不高，因而油品往往是放气性的。为改善析气稳定性能，应考虑添加气体抑止剂措施。

绝缘油的固体杂质、水分、老化产物以及释放的气体等对介电强度具有极为不利的影响，因此应使用经过处理（包括过滤、干燥和脱气）的油品，并且应加强运行中油的质量检测与维护，确保其符合运行中油的质量标准，同时也应注意与其相接触的固体绝缘材料的状态。应选择与油品相容性比较好的绝缘材料，以避免影响油的质量，造成油的介质损耗因数的增大。

jungong huanjing baohu yanshou

竣工环境保护验收 (environmental protection acceptance for completed project) 火电厂建设竣工后，环境保护行政主管部门根据管理规定，依据环境保护验收监测或调查结果，并通过现场检查等手段，考核火电厂建设是否达到环境保护要求的活动。竣工环境保护验收是被明确列入中国环保法律、法规的工作，是建设项目环境保护“三同时”制度（同时设计、同时施工、同时验收）的重要组成部分，是检查建设项目执行环境影响报告书批复情况的重要手段，也是火电厂前期环境保护管理的最后一个环节。通过竣工环境保护验收可以考核火电厂的设计和环境影响评价过程中要求采取的环保措施落实情况和有效性，同时对可能遗留的环保问题提出进一步整改措施。

火电厂竣工环境保护验收条件　主要有：①火电厂建设前期环境保护审查、审批手续完备，技术资料与环境保护档案资料齐全；②火电厂环境保护设施及其他措施等已按批准的环境影响评价文件和设计文件的要求建成或落实，环境保护设施经负荷试车检测合格，其防治污染能力适应主体工程的需要；③火电厂环境保护设施安装质量符合国家和有关部门颁发的专业工程验收规范、规程和检验评定标准；④火电厂环境保护设施具备正常运转的条件；⑤火电厂污染物排放符合环境影响评价文件和设计文件中提出的标准及核定的污染物排放总量控制指标的要求；⑥火电厂各项生态保护措施按环境影响评价文件规定的要求落实，火电厂建设过程中受到破坏并可恢复的环境已按规定采取了恢复措施；⑦火电厂环境监测项目、点位、机构设置及人员配备，符合环境影响评价文件和有关规定的要求；⑧火电厂环境影响评价文件提出需对环境保护敏感点进行环境影响验证，对清洁生产进行指标考核，对施工期环境保护措施落实情况进行工程环境监理的，已按规定要求完成；⑨环境影响评价文件要求火电厂污染物排放采取削减措施，或要求火电厂所在地地方政府或者有关部门采取“区域削减”措施满足污染物排放总量控制要求的，其相应措施得到落实。

火电厂竣工环境保护验收内容　主要有：①与火电厂建设有关的各项环境保护设施，包括为防治污染和保护环境所建成或配备的工程、设备、装置和监测手段，各项生态保护设施；②火电厂环境影响评价文件和有关项目设计文件规定应采取的其他各项环境保护措施。

jungong huanjing baohu yanshou guanli banfa

竣工环境保护验收管理办法

(environmental protection acceptance administrative method for completed project)　为加强建设项目竣工环境保护验收管理，监督环境保护设施与建设项目主体工程同时投产或者使用，以及落实其他需配套采取的环境保护措施，防治环境污染和生态破坏，根据《中华人民共和国环境保护法》、《建设项目环境保护管理条例》等法律、法规的规定，制定《建设项目竣工环境保护验收管理办法》。

1989年颁布的《中华人民共和国环境保护法》第二十六条规定：建设项目中防治污染的设施，必须与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。防治污染的设施必须经原审批环境影响报告书的环境保护行政主管部门验收合格后，该建设项目方可投入生产或者使用。1998年颁布的《建设项目环境保护管理条例》第二十条规定：建设项目竣工后，建设单位应当向审批该建设项目环境影响报告书、环境影响报告表或者环境影响登记表的环境保护行政主管部门，申请该建设项目需要配套建设的环境保护设施竣工验收。环境保护设施竣工验收，应当与主体工程竣工验收同时进行。第二十三条规定：建设项目需要配套建设的环境保护设施经验收合格，该建设项目方可正式投入生产或者使用。根据《中华人民共和国环境保护法》、《建设项目环境保护管理条例》等法律、法规规定，国家环境保护总局于2001年12月以13号令发布了《建设项目竣工环境保护验收管理办法》，成为监督落实环境保护设施与建设项目主体工程同时投产或者使用的具体管理办法。2010年12月22日，环境保护部第16号令《关于废止、修改部分环保部门规章和规范性文件的决定》中对《建设项目竣工环境保护验收管理办法》第23条予以修改。

《建设项目竣工环境保护验收管理办法》内容包括：环境保护验收的范围、管理权限、申报程序、时限要求、分类管理、验收文件、验收条件、公告制度和处罚办法等做出具体规定。

《建设项目竣工环境保护验收管理办法》是建设项目竣工环境保护验收的指导性文件，对进一步规范和指导建设项目竣工环境保护验收起重要作用，是对落实环境影响评价和“三同时”监督检查机制的重要补充，进一步规范了竣工环境保护验收管理工作。

HJ/T 255—2006《建设项目竣工环境保护验收技术规范　火力发电厂》规定了火力发电厂建设项目竣工环境保护验收的技术要求。

jungong huanjing baohu yanshou jishu guifan

竣工环境保护验收技术规范

(environmental protection acceptance technical regulations for completed project)

为贯彻《建设项目环境保护管理条例》、《建设项目竣工环境保护验收管理规定》，确保建设项目竣工环境保护验收工作规范化，而制定的不同行业技术规范的国家环境保护标准，以指导竣工环境保护验收工作。

HJ/T 255—2006《建设项目竣工环境保护验收技术规范　火力发电厂》由国家环境保护总局2006年3月批准，2006年5月实施。适用于单台出力在65t/h以上除层燃炉和抛煤机炉以外的火电厂锅炉；各种容量的煤粉发电锅炉；燃油发电锅炉；各种容量的燃气轮机组的发电厂及采用其他燃料的发电锅炉和热电联产建设项目竣工环境保护验收。

《建设项目竣工环境保护验收技术规范　火力发电厂》规定了火力发电厂建设项目竣工环境保护验收的工作范围确定、执行标准选择、监测点布设、采样、分析方法、质量控制与质量保证、编制监测方案及监测报告等的技术要求。

《建设项目竣工环境保护验收技术规范　火力发电厂》是火力发电厂建设项目竣工环境保护验收的技术性文件，对火力发电厂建设项目竣工环境保护验收起着指导作用。火电厂竣工环境保护验收是检查火电厂建设过程中环保“三同时”（同时设计、同时施工、同时验收）制度执行情况的重要环节，也是环保监督管理的重要内容。火力发电厂建设项目竣工环境保护验收的执行，直接关系到企业能否依法正常生产，影响到环境保护设施能否正常运行，以及申请脱硫、脱硝上网电价补贴等。



Kalinna xunhuan

卡琳娜循环 (Kalina cycle) 1983年由A. 卡琳娜(Alexander Kalina)提出的一种以水与氨的非共沸混合液为工质的热力循环。在余热锅炉型燃气-蒸汽联合循环中，用它取代以水为工质的朗肯循环，可以提高联合循环的单机功率和供电效率。

图1给出了常规的余热锅炉型燃气-蒸汽联合循环与以卡琳娜循环为底循环的联合循环的温-熵(T-s)图的对比关系。两者的主要区别是：卡琳娜循环中，在余热锅炉内工质的加热-蒸发-过热过程的温-熵变化线(b-c-d-e)与燃气轮机的排气在余热锅炉内的放热降温过程的温-熵变化线(4-1)几乎平行，它不再像以朗肯循环为底循环的方案中，水工质的加热过程有一个温度恒定的蒸发段c-d，这样就可以使卡琳娜循环在余热锅炉内的传热温差减小、㶲损失降低，由此可以从余热锅炉中多获得一部分热能，并在底循环中做出较多的机械功，从而提高联合循环的比功和效率。

为了实现图1(b)那样的几乎等温差的传热过程，必须满足两个条件：①吸热介质与放热介质在热容量上要匹配好，这可以用分流或汇流吸热工质的方法来解决；②使用一种非恒温相变的介质作吸热介质，这就需要选用非共沸混合液，如氨与水的混合液。因为氨与水的沸点不同，随着蒸发过程的不断进行，饱和液中氨的成分越来越少，蒸发温度就越来越高，即混合液的蒸发过程是一个变温的过程。为此，在卡琳娜循环中选用了70%的氨与30%的水组成的非共沸混合液作为吸热工质，以取代朗肯循环中的纯水工质。

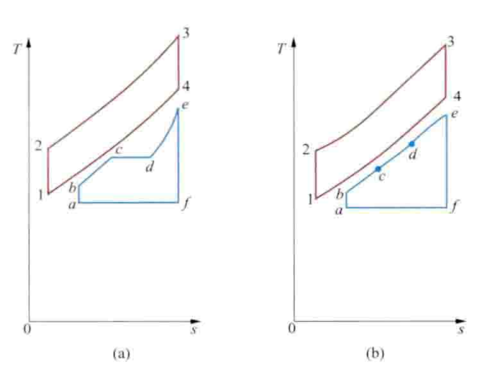


图1 两种联合循环 T-s 图的对比

(a) 以朗肯循环为底循环的联合循环；(b) 以卡琳娜循环为底循环的联合循环

图2给出了卡琳娜循环的系统图。由于氨与水的混合物在液态加热、两相共存的蒸发和汽相过热这三个阶段的热容量不同，就必须在不同阶段通以不同的混合物流量，才能使它与燃气之间的传热温差处处保持为恒定值。如图2所示，当液态的氨水混合物全流量流过省煤器段(b-c)时，它可以与燃气的放热曲线基本平行；在蒸发阶段(c-d)，由于蒸发比热容较大，就必须有一部分氨水分流到汽轮机中、低压缸之间的间冷器5中去加热，才能使余热锅炉内蒸发段的燃气放热与氨水的吸热曲线互相平行；在蒸发器后的过热阶段(d-e)，由于饱和氨水蒸汽的比热容较小，它不足以吸收过热阶段的燃气放热。为此，需要把汽轮机高压缸的排汽汇流到余热锅炉中去吸热，以确保这阶段的传热曲线也能互相平行。

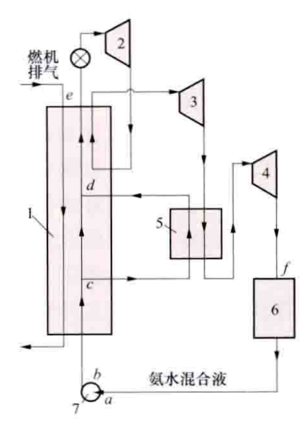


图2 卡琳娜循环的系统图

1—余热锅炉；2—汽轮机的高压缸；3—汽轮机的中压缸；4—汽轮机的低压缸；5—间冷器；6—蒸馏/冷凝子系统(DCSS)；7—给液泵

汽轮机低压缸排出的氨水混合蒸汽将进入一套称为蒸馏/冷凝的子系统(见图3)中，重新凝结成为氨水非共沸混合液。这套系统要比朗肯循环中的凝汽器复杂得多。这是由于氨水混合汽的凝结温度较低，倘若在常规的循环水温下用凝汽器进行直接冷却，只能使一部分氨水蒸汽凝结。否则，就得提高凝汽器(也就是汽轮机低压缸排汽)的背压，致使循环效率下降。

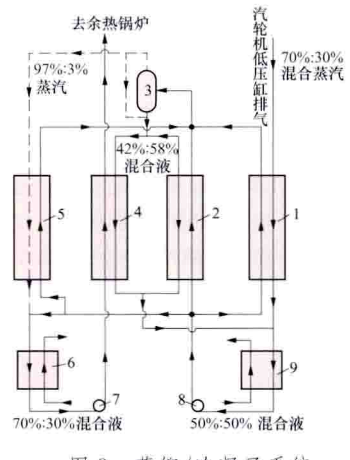


图3 蒸馏/冷凝子系统(DCSS)

1、2、4、5—回热加热器；3—蒸馏器；6—高压冷凝器；7—高压给液泵；8—低压凝结泵；9—低压冷凝器

在蒸馏/冷凝子系统中，汽轮机低压缸排出的氨水蒸汽，先经过回热加热器1，把余热传递给由低压凝结泵8送来的部分凝结液，使其部分冷凝。尚未凝结的氨水蒸汽在与来自蒸馏器3的稀氨液(42%：58%)掺混时被吸收，同时在低压冷凝器9中放出溶解热，形成50%：50%组分的过渡氨水液。采用这种过渡方法的目的是给汽轮机低压缸的排汽创造低压条件。因为在相同的冷却温度下，与浓氨水蒸汽直接凝结相比，用稀氨液来吸收浓氨水蒸汽，能够获得更低的压力。这种过渡氨水液经低压凝结泵8增压后，被分成四股。前三股分别流经回热加热器1、2、5，以回收来自汽轮机低压缸的排汽、蒸馏器3的排液以及蒸馏器排汽的余热，它们最终汇集后，一起进入蒸馏器3，在其中再分离成为浓氨蒸汽(97%：3%)和稀氨液(42%：58%)。第4股过渡液则与97%：3%组分的浓氨蒸汽掺混，用来吸收浓氨蒸汽，并在高压冷凝器6中向循环冷却水排放溶解热后，完全凝结成为70%：30%组分的氨水混合液。最后，由高压给液泵7送回到余热锅炉中去参与循环。

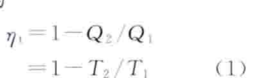
蒸馏/冷凝子系统可以保证在常温的循环水冷却氨水蒸汽时，获得较低的氨水混合液温度和相对较低的背压，以确保排向循环冷却水的废热最少，但其背压仍略高于大气压。然而由于最终冷凝的氨水混合液的温度较低，汽轮机低压缸的背压虽略高，却不会影响循环的热效率。

研究表明：联合循环的底循环如果用卡琳娜循环来取代朗肯循环，机组的功率可增加25%以上；热效率可相对提高10%～40%，冷态起动时间可缩短；工质补充量只有朗肯循环的1%。虽其总投资费用增加了10%，但每千瓦的比投资费用却可下降很多。此外，其安装占地面积只有朗肯循环机组的60%，建筑和运行费用都可节省。

氨水混合液的组分将因大气温度的变化而异。例如：在高温环境下可以取68%∶32%；在低温环境下宜取73%∶27%。此外，通过改变混合液的浓度组分，可以使机组变工况效率保持稳定。

Kanuo xunhuan

卡诺循环 (Carnot cycle) 在一个高温热源和一个低温热源之间，由四个完全可逆的热力过程——等温吸热、等熵膨胀、等温放热和等熵压缩所组成的热力循环。由法国人S. 卡诺（Sadi Carnot，1796—1832，见图1）于1824年提出，是一种理想的热力循环。图2所示为以理想气体为工质的卡诺循环的温-熵（T-s）图和压-容（p-v）图。显然，卡诺正循环的热效率为



$$\eta_t = 1 - Q_2/Q_1 = 1 - T_2/T_1 \qquad (1)$$



图1 S. 卡诺

式中 W 为输出功；Q_1 为工质从高温热源（温度 T_1）吸入的热量；Q_2 为工质向低温热源（温度 T_2）排放的热量。这个热效率的数值，只与高温热源和低温热源的温度有关，而与工质的种类无关。

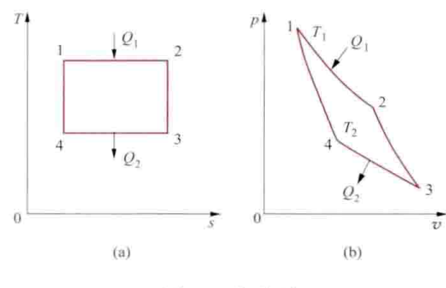


图2 卡诺循环

(a) 温-熵（T-s）图；(b) 压-容（p-v）图

卡诺循环的热源是温度均一，热容为无限大的系统。卡诺循环的本质特点有：①只有一个高温热源和一个低温热源；②是完全可逆的循环。符合这两个特点的一切循环，均可称为卡诺循环（或概括性卡诺循环）。

卡诺循环在热力学第二定律的发展和建立中有极重要的作用，卡诺循环效率的表达式是热力学第二定律由定性到定量描述的关键一步，是热力学温标赖以建立的根据，是导出熵参数的基础。在相同的界限温度（T_1 和 T_2）间，卡诺循环热效率最高，一切热力循环超过卡诺循环的效率是不可能的，是违反热力学第二定律的。当高温热源温度等于低温热源温度时，热效率等于零。表明，要想提高正循环的热效率，应尽量提高高温热源的温度和降低低温热源的温度，并增加循环的可逆性。

卡诺循环可逆向进行，即以消耗高品位能量为代价（功或热），从低温热源吸收热量，向高温热源放出热量，这样得到的就是逆向卡诺循环。它是一切逆向热力循环的理想标准。用于制冷的逆向卡诺循环的循环性能系数为

$$COP_{C,R} = T_2/(T_0 - T_2) \qquad (2)$$

用作热泵的逆向卡诺循环的循环性能系数为

$$COP_{C,HP} = T_1/(T_1 - T_0) \qquad (3)$$

kaiguangui

开关柜 (switchgear cubicle) 按电气主接线的要求，以开关设备为主，将断路器、负荷开关、高压熔断器、隔离开关、互感器、避雷器、套管、母线、电缆终端等电气元件，成套布置在一个或几个金属柜内的配电装置。柜内还可装设控制、测量、保护和调节装置。柜内以空气、气体或复合绝缘作为介质。主要用于配电系统接受和分配电能，并能保护电源、隔离故障点和计量用电量。开关柜的优点是占地少，结构紧凑，安装使用方便，经济实用，整齐美观，适用于工厂批量生产。

开关柜有多种分类方法。按内装断路器的型式不同，可分为少油型、真空型和六氟化硫型；按安装方式不同，可分为固定式和移开式（手车式或抽屉式）；按柜体结构不同，可分为敞开式、半封闭式和封闭式（包括金属铠装式、间隔式和箱式）；按使用环境不同，可分为一般环境和特殊环境（包括矿山、船舶、化工、湿热带和高寒地区等）；按安装位置不同，可分为户内式（包括考虑凝露型和不考虑凝露型）和户外式。

开关柜通常要求具有以下性能：①柜体结构有足够的机械强度，能防止事故蔓延扩大。②在高压一次侧主回路不停电的情况下，能安全地检修二次侧设备。③操作一次侧开关设备时，二次侧继电保护等元件不会误动。④具有机械或电气的闭锁装置，以防止误分、合断路器，防止带负荷分、合隔离开关或插头，防止带电挂地线或合接地开关，防止误入带电间隔，防止带地线或接地开关在合闸位置时合断路器等，并具有紧急处理的解锁装置。⑤机械闭锁的开关柜，能保证断路器分、合闸速度及触头行程不受影响。

中国于20世纪50年代初开始生产固定敞开式开关柜；60年代开始生产移开式开关柜，以替代固定敞开式开关柜。到80年代初，固定敞开式开关柜因其售价低廉、绝缘可靠而继续采用，并进一步改进为半封闭式开关柜，与移开式开关柜并存。90年代开始又将半封闭式发展为封闭式并得到广泛使用。同时，世界各国已开始生产环网开关柜和充有气体的开关柜，还将高、低压开关柜与变压器装在一起发展成箱式变电站。

Kanshan Fadianchang

阚山发电厂 (Kanshan Power Plant) 位于江苏省徐州市贾汪区汴塘乡。电厂安装2×600MW超超临界燃

煤发电机组，同步建设烟气脱硫及烟气脱硝装置，是中国国家“863”计划“超超临界燃煤发电技术”课题的依托工程。工程于2005年9月1日开工，1号机组于2007年10月22日投产，是中国首批投产的600MW超超临界火电机组之一，2号机组于2008年1月23日投产。电厂外貌见图。



阚山发电厂外貌

工程特点　锅炉为超超临界变压运行垂直管圈水冷壁、单炉膛、一次中间再热、燃煤、四角墙式切圆燃烧方式、平衡通风、半露天布置、固态排渣、全钢悬吊结构Ⅱ型直流锅炉，最大连续蒸发量（BMCR）工况下主蒸汽流量为1792t/h、主蒸汽压力/主蒸汽温度/再热蒸汽温度为26.15MPa（g）/605℃/603℃，额定工况保证效率（LHV）93.53%，由哈尔滨锅炉厂有限责任公司制造；汽轮机为超超临界、一次中间再热、凝汽式、单轴、两缸两排汽汽轮机，带冷却塔的二次循环冷却，冷却塔面积为9000m²，额定功率为600MW，额定主蒸汽压力/主蒸汽温度/再热蒸汽温度为25.0MPa（a）/600℃/600℃，额定背压为5.1kPa（a），保证热耗率为7424kJ/(kW·h)，由哈尔滨汽轮机厂有限责任公司制造（两缸两排汽汽轮机较三缸四排汽汽轮机轴向长度短，但热耗率较高）；发电机为水氢氢冷却、无刷励磁汽轮发电机，铭牌功率为600MW，额定容量为667MV·A，功率因数为0.9，由哈尔滨电机厂有限责任公司制造。

总平面采用500kV配电装置-主厂房及脱硫设施-储煤场三列式布置格局，辅助、附属设施布置在主厂房固定端侧。厂区占地面积为52.1hm²。

主厂房采用汽机房-除氧间-煤仓间-锅炉房四列式布置格局，A排距烟囱中心线199.32m；“两机一控”集控楼布置在2炉之间，2炉合用1座高225m套管式砖内筒烟囱；主厂房为钢筋混凝土结构，运转层标高15m。

给水系统配置2×50%容量汽动给水泵和1×30%容量电动调速给水泵；凝结水系统采用2×100%容量立式凝结水泵；汽轮机旁路系统采用35%BMCR容量高压一级旁路。

电气主接线系统采用发电机-变压器组单元接线，500kV气体绝缘封闭式组合电器（GIS）配电装置采用3/2断路器接线方式；中压厂用电采用6kV一级电压系统。

机组采用炉、机、电集中控制方式，每台机组设1套分散控制系统（DCS）。

运行情况　工程主要设计指标、性能试验指标及2010年运行技术指标见下表。

设计及性能试验/2010年运行技术指标

项　目	设计值	1号机组	2号机组
发电标准煤耗率[g/(kW·h)]	276.4	273.66/291.3	273.5/291.3
供电标准煤耗率[g/(kW·h)]	295.6	287.33/306.70	286.7/306.70
厂用电率（含脱硫，%）	6.5	4.754/5.01	4.61/5.01
利用小时（h）	5500	—/5600	—/5600

注：运行值为1、2号机组的平均值。

kangranyou

抗燃油　（fire resistant oil）　具有较高的自燃温度，可用于液压控制、润滑或绝缘等系统工作介质的各种合成液体，又称抗燃液（fire resistant fluid）。它们适用于防火要求较高环境下运行的机械设备和电器设备，以提高其运行的安全性。1978年，中国首次应用进口磷酸酯抗燃油在元宝山电厂300MW机组调速系统中；1988年，国产磷酸酯抗燃油ZR-881首次应用在300MW机组上；1989年，中国研制出首台极性吸附式抗燃油再生装置，并应用在300MW发电机组上。按功能可分为抗燃液压油和抗燃绝缘油。

抗燃液压油主要是用于大容量汽轮机和燃气轮机的液压控制系统（个别用于轴承润滑系统）。抗燃绝缘油主要用于配电变压器、电力电容器和充油电缆等。

抗燃液压油多以磷酸酯（芳香基及烷基）为主要成分，其闪点大于235℃，自燃点大于530℃。使用磷酸酯类抗燃油需要注意：①磷酸酯类抗燃油对某些非金属材料有很强的溶解溶胀作用，选用密封材料和绝缘材料时应与油有良好相容性；②某些磷酸酯具有毒性，接触油操作时应注意安全保护；③它的黏温特性比矿物油差，油箱温度应稳定；④油温过高且有水存在时，会发生水解变质；⑤防止混入矿物油，否则会影响抗燃性等指标；⑥要保持油的电阻率在6×10^9Ω·cm以上，因电阻率偏低，有可能会引起油系统部件的电化学腐蚀；⑦它的热稳定性较差，高温易劣化变质，运行油温应控制在35～55℃。

抗燃绝缘油的种类较多，早期的产品成分以聚氯联苯（主要是三氯联苯）为主，或混有三氯苯、氯苯，商品名“克罗芬”（Clophen）或泛称“阿斯克雷尔”（Askarel）。它们具有稳定的化学和耐热性能及良好的介电和电热特性，在运行中基本不会发生老化。这类抗燃绝缘油由于含有的多氯联苯不易降解，对生态环境的危害难以消除，已被限制使用，其主要替代品是聚二甲基硅氧烷制成的硅油。硅油的燃点不低于330℃，如工作温度不超过150℃，则不需考虑老化问题。

此外合成绝缘液还有三甲醇基丙烷酯和季戊四醇酯等有机酯产品。这些有机酯的燃点高于330℃，比热容大，热导率较高，无毒性，在变压器及其他电器绝缘液中占有越来越重要的位置。

kebiancheng luoji kongzhiqi

可编程逻辑控制器 （programmable logic controller，PLC） 用于顺序控制的工业专用计算机。PLC通过编程系统，利用继电器梯形图等编程语言，依据布尔逻辑来设计生产工艺的顺序控制过程。随着技术的发展，PLC也能根据需要扩展模拟量控制功能，并能通过网络实现多套PLC对大型、复杂的工艺过程的控制。与分散控制系统（DCS）相比，PLC可承受更宽的温度变化范围、更苛刻的电气噪声、振动和冲击等，在火电厂中已基本覆盖辅助车间工艺系统的控制，并与厂级信息监控系统（SIS）联网通信，交换信息。

特点 主要有：①PLC的编程语言采用国际标准IEC 61131-3，其中包含文本化语言和图形化语言。应用较多的图形化语言是梯形图，即在编程器的显示器上划分若干行和若干列，在行与列的交点放上编程指令（继电符号），每一行称为一个梯级，若干个梯级就构成一个梯形图。指令表是应用较多的文本化语言，根据规定的简单程序指令（编程指令），如AND（与）、OR（或）、NOT（非）、STR（开始）、ADD（加）等，将控制策略或算法编制成控制程序。另外PLC还有上位机监控软件，由各家PLC厂商或软件公司开发。②PLC处理数据速度通常为毫秒（ms）级。③PLC室内安装的模件可在0～60℃、室外安装的模件可在−25～70℃，相对湿度5%～95%（不结露）的环境中工作。电源电压可在220V的10%～15%，频率范围47～63Hz的范围工作。

性能指标 一般从主机性能、输入/输出性能、编程功能和通信功能四个方面来综合衡量PLC的性能。

（1）主机性能指标：包括用户内存型式、用户内存容量、内存保护功能、典型扫描速度、用户指令数、定时器/计数器数、定时单位及范围、算术运算、逻辑运算、功能块的品种与数量等。

（2）输入/输出（I/O）性能指标：包括总I/O点数，最大开关量输入、输出点数，最多A/D数，远程I/O功能，结构型式，隔离方式，开关量输出类型等。

（3）编程功能：包括编程器型式、编程语言、监控功能、在线与离线编程功能、在线调试功能等。

（4）通信功能：包括通信接口标准、拓扑方式、最大数据速率、工作站、距离、上位机、传输媒质等。

选用 在选用PLC时应注意：①结合工艺系统和被控设备数量确定最大输入点数与最大输出点数，并据此选择PLC规模（小型、中型和大型）。②PLC的集成方式可有两种，一种是按照机电一体化的方式由工艺设备商集成在工艺设备中，另一种由控制设备商集成PLC及其相关附属设备与工艺系统配套。③选择合适的开发软件和上位机监控软件。

应用前景 PLC具有使用和维护容易掌握，安装、调试简便，系统结构灵活可扩，适应环境能力强和可靠性高等特点，已广泛应用于流程领域的控制。21世纪以来，随着PLC模拟量处理能力和通信能力的提高及内存的扩大，已逐步实现了以PLC组成类似于DCS的用于全厂范围的控制系统。PLC与DCS逐渐互相渗透与融合。部分厂家已开发出遵循现场总线规范标准的PLC产品系列，成为现场总线控制系统（FCS）的一个分支在电厂得到应用和发展。

kongleng fadianji kongqi xitong

空冷发电机空气系统 （air system for air cooled generator） 利用空气作为冷却介质向汽轮发电机定子和转子绕组以及定子铁芯进行冷却的所有设备和装置的组合。该系统通常有开式通风和闭式循环两种冷却方式。

开式通风 直接利用发电机周围的空气作为冷却介质，一般由空气吸入口、过滤器、入口消声器、出口消声器及出口风道等组成。空气由装在发电机转子上的风扇吸入并送到发电机各发热部位进行冷却，然后经出口风道及出口消声器排出，见图1。这种冷却方式费用低，但仅适用于周围空气比较清洁且不含有盐雾和空气温度比较低的场合，否则将引起发电机内的风道堵塞或发电机金属部件（如护环）腐蚀而影响发电机的安全运行。

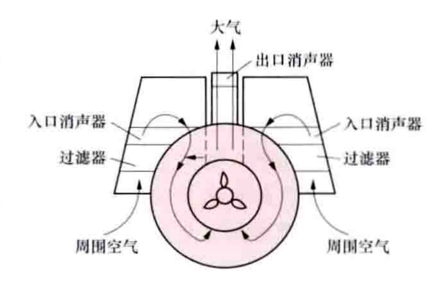


图1 空冷发电机开式通风冷却

闭式循环 发电机的冷却空气在冷却系统内构成闭路循环。因此需要设置水-空气冷却器以带走空气中的热量，见图2，当发电机落地安装时（一般用于燃气轮机机组），其空气冷却器可设置在发电机机壳内；当发电机安装在框架式基础上时（一般用于汽轮机机组），其空气冷却器可布置在发电机基础下的风道内。空气冷却器的冷却水一般采用闭式冷却水。采用闭式冷却水冷却时，必须保证冷却空气的温度满足发电机技术规范的要求，同时要设置冷却水进水温度和冷却后空气温度的监测装置。当开式冷却水的水质较好，且机组容量较小时，也可采用开式冷却水。

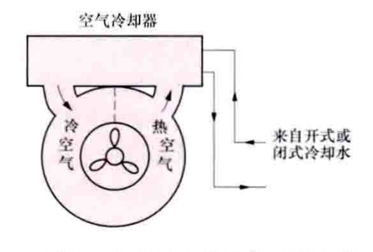


图2 空冷发电机闭式循环冷却

kongleng fadianji yunxing

空冷发电机运行 （operation of air-cooled generator）

空冷发电机的定子绕组、转子绕组和定子铁芯均采用空气冷却。冷却空气一般都采用封闭循环系统，机内装有空气冷却器，对循环空气进行冷却。以往空气冷却方式只用于50MW及以下的发电机。但由于空冷发电机不需要外部冷却系统和密封系统，具有造价低、运行可靠性高、维护简便等特点，一些制造厂商在绝缘系统和降低损耗方面也采用了一些新技术和新工艺，使其使用的容量范围不断扩大。

发电机做调峰机组使用，就不可避免地要经常在电压和功率因数变动情况下运行，发电机的输出功率和定子电流也需要做相应变动，允许变动的范围应由专门的温升试验确定。

50MW以下的空冷发电机一般都为表面冷却（即外

冷），因此进风温度对其绕组温升影响较大，当进风温度高于额定值时，定子电流必须相应降低，以免定子绕组过热。一般进风温度在35～55℃范围内每升高1℃，定子电流较额定值降低1%～3%，进风温度越高，降低的百分数越大。

由于空气内冷技术的应用，对机内冷却空气的品质提出了更高的要求，除了原有的除尘方面的要求外，还对其湿度提出要求：①运行中的机内空气相对湿度不应超过50%；②为保证停机期间机内空气相对湿度也不超过50%，要求配备加热装置。

kongleng jizu yunxing

空冷机组运行 (operation of air cooled system)

发电厂采用翅片管式的空冷散热器，直接或间接用环境空气来冷凝汽轮机的排汽，称为发电厂空冷。采用空冷技术的冷却系统称为空冷系统。采用空冷系统的汽轮发电机组称为空冷机组。已投运机组采用的空冷系统主要是直接空冷系统、混凝式间接空冷系统（也称海勒式空冷系统）、表凝式间接空冷系统（也称哈蒙式空冷系统）。（见间接空冷系统）

直接空冷系统机组运行 汽轮机排汽经主排汽管道引出汽机房"A"排外，上升至一定高度后，引至空冷凝汽器顶部的蒸汽分配管，从而进入空冷凝汽器，与空气进行表面换热后冷凝。冷凝水由凝结水管汇集，排至汽轮机排汽联合装置，再经凝结水泵升压至凝结水。直接空冷系统机组的运行包括投运前的准备、投运、停运，以及运行与维护。

直接空冷系统机组投运前的准备 检查机组抽真空系统运行正常，背压达到30kPa并持续2min以上。轴封供汽系统、除盐水泵、凝结水泵运行正常。除盐水水质合格。风机电动机、减速器及减速器齿轮油油位正常、油温高于10℃，叶片与轮毂安装牢固，叶片无破损或分层剥离现象，叶片顶端与风筒壁无接触摩擦现象。点动变频器开关，调节风机转速不超过30rad/min，检查电动机、减速器与风机叶片旋转方向应与规定方向相同。

直接空冷系统机组的投运 根据运行环境温度的不同，直接空冷系统机组的起动分为夏季起动和冬季起动两种。

（1）夏季起动。环境温度高于一定温度（2～5℃）的起动方式为夏季起动，在夏季运行时蒸汽压力由空冷系统控制系统控制，空冷系统起动打开蒸汽和凝结水隔离阀，蒸汽被输入顺流管束。先起动逆流风机，后起动顺流风机。随着蒸汽量增加，由排汽压力控制器对风机和入口蒸汽蝶阀进行控制。逆流风机和顺流风机从压力控制器得到控制需求后，风机的变频器起动，风机起动完成。稳定增加蒸汽流量，直至运行正常。

（2）冬季起动。环境温度低于一定温度（2～5℃）的起动方式为冬季起动。当排汽压力小于30kPa时，旁路阀或汽轮机危急遮断阀打开，空冷系统的压力控制器就可以使用，把蒸汽送入空冷系统。逆流风机先起动，顺流风机按顺序起动，每两台顺流风机的起动时间间隔为2s。当第一列风机的需求达到10%时，该风机变频器和润滑油泵同时起动，此时风机的变频器起动，风机电动机开始转动，风机起动完成。冬季起动空冷岛开始进汽，在30min内必须将蒸汽流量增加到最小防冻流量以上，在40min内应将空冷系统起动。

直接空冷系统机组的停运 夏季运行时，随着空冷系统进汽量的降低而降低风机的转速，直到所有风机都关闭，这时停止向空冷系统进汽。冬季运行时，随着空冷系统进气量的减少，为了保持凝汽器不被冻结，需要保持进入空冷系统的蒸汽量不小于当前运行列的最小蒸汽流量，从而随着汽轮机负荷的降低逐列地关闭凝汽器。在关闭该列时，手动关闭风机和蒸汽隔离阀，当所有风机被关闭后立即停止汽轮机向空冷系统进汽。

直接空冷系统机组的运行与维护 正常运行中，系统主要控制的项目是排汽压力和凝结水温度。在汽轮机允许安全运行的范围内，根据机组的发电负荷和空气温度，调整进入空冷凝汽器的空气流量（即调整风机转速），使风机功率保持在最佳状态。在非冰冻时期，运行中要比较排汽温度和凝结水温的差值，调整逆流凝汽器风机转速，使过冷度保持在一定范围内。

混凝式间接空冷系统机组的运行 汽轮机排汽在凝汽器中与喷射成水膜的冷却水直接接触凝结，凝结水与温度升高的冷却水混合后，汇集于凝汽器底部热井。其中，部分混合水用凝结水泵送至精处理装置处理后，送回汽轮机回热系统；其余约占98%的热水用循环水泵送至自然空冷冷却塔，在散热器中与环境空气通过对流换热被冷却；冷却后的水通过节流阀（或水轮机）调整到适合喷射式凝汽器的工作压力，再回到喷射式凝汽器中去冷却汽轮机排汽。混凝式间接空冷系统机组的运行包括投运前的准备、投运、停运，以及运行与维护。

混凝式间接空冷系统机组投运前的准备 系统在起动前需要提前了解并监视环境气象的变化。热控系统各功能组静态、动态试验完毕，功能符合要求，动作正确可靠。对空冷塔百叶窗的开度校对完成，保证百叶窗就地开度和画面开度一致，投入温度控制自动。凝汽器水位为4～5m。

混凝式间接空冷系统机组的投运 起动循环水泵，检查水轮机起动条件满足，起动水轮机。扇形段充水起动完成。

混凝式间接空冷系统机组的停运 随主机负荷减小至停运。逐渐部分或全部停运空冷系统。关闭循环水泵出口阀停运循环水泵，当系统总压力降到零后，关闭水轮机导叶，拉开水轮发电机开关或关闭旁路节流阀，并停运所有控制油泵。冬季空冷系统停运后，对空冷塔内设备应加强检查，保证汽水不再进入散热器内，防止冻坏设备。

混凝式间接空冷系统机组的运行与维护 维护和调整的目的是确保机组和冷却系统设备的安全、经济运行。为了保证空冷系统安全经济运行，要进行扇形段出水温度调整，包括夏季扇形段出水温度的调整和冬季扇形段出水温度的调整。还要进行负荷与运行工况调整、凝汽器水位调整。

表凝式间接空冷系统机组的运行 经散热器冷却后的低温冷却水在表面式凝汽器中，通过金属管壁与汽轮机排汽进行对流换热，水蒸气在金属管壁凝结后，凝结水汇集于凝汽器底部热井，由凝结水泵送回汽轮机回热系统。温度升高后的冷却水经循环水泵送入自然通风塔，在空冷散热器中与空气对流换热，冷却后的循环水再送回到表面式凝汽器中冷却汽轮机排汽。表凝式间接空冷系统机组的运行包括投运、停运，以及运行与维护。

表凝式间接空冷系统机组的投运 起动循环水泵，打开

循环水泵出口阀，扇区充水完成。随机组负荷的升高逐渐开启空冷塔各扇区冷却三角百叶窗。为了防冻，在冬季机组起动时控制循环水上塔温度不能低于40℃。加强监视空冷塔内各扇区出水温度不得低于28℃。

表凝式间接空冷系统机组的停运 随主机负荷减小至停运，逐渐部分或全部停运空冷系统。关闭循环水泵出口阀，停运循环水泵。为了防冻，在冬季机组停运前，提前安排扇区放水工作，循环水热水温度低于40℃前，所有扇区放水完成。

表凝式间接空冷系统机组的运行与维护 为保证空冷系统安全经济运行，要调节空冷塔内各扇区冷却三角百叶窗叶片的开度，调整进入冷却塔内的空气流量，从而达到调节冷却塔各扇区出水温度的要求。通过温度控制功能组来实现这一功能。温度控制功能组有夏季运行模式、冬季运行模式和防冻保护模式三种不同的自动运行模式。还要进行负荷与运行工况调整，凝汽器水位调整。冬季运行端差在3℃左右，最低运行背压为5.5～6.5kPa。

kongleng ningqiqi

空冷凝汽器 (air cooled steam condenser) 以空气作为介质，使汽轮机排汽直接冷却凝结成水的表面式换热器。空冷凝汽器用于直接空冷系统。汽轮机排汽在空冷凝汽器冷却管内流动并凝结放热，冷却空气在管外流动并吸热。空冷凝汽器通常采用风机提供强制冷却空气。

结构 空冷凝汽器由若干冷却单元组成，布置在汽机房外侧。每个冷却单元有许多冷却管束，冷却管束一般按人字形布置并组成冷却单元，如图1所示。

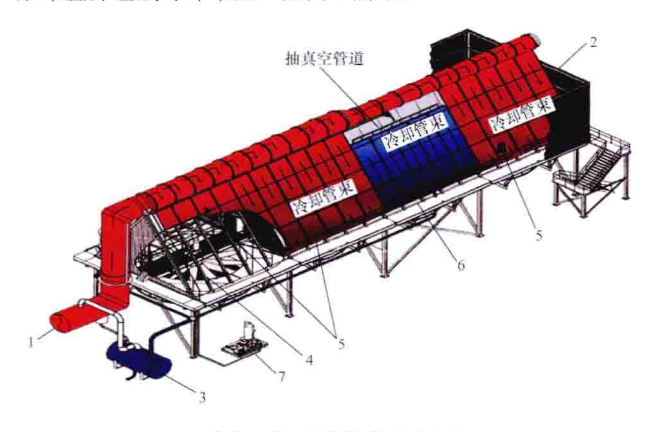


图1 空冷凝汽器示意图

1—排汽管道；2—挡风墙；3—凝结水箱；4—轴流风机；5—顺流单元；6—逆流单元；7—抽真空装置

冷却管束 冷却管束由翅片管并联组成。常用的冷却管束有单排管、双排管和三排管，如图2所示，三种管束的热力性能和阻力性能不同。在国际上，20世纪50年代、70年代、90年代相继开发出了三排管管束、双排管管束和单排管管束。

(1) 三排管管束。沿冷却空气流动方向有三排冷却管。在中国直接空冷机组发展初期，部分机组采用三排管管束。

三排管管束的基管为椭圆管，翅片采用钢翅片，管束进行镀锌处理；空气流动阻力小，清洗性能差。

(2) 双排管管束。沿冷却空气流动方向有两排冷却管。在中国直接空冷机组发展初期，部分机组采用双排管管束。

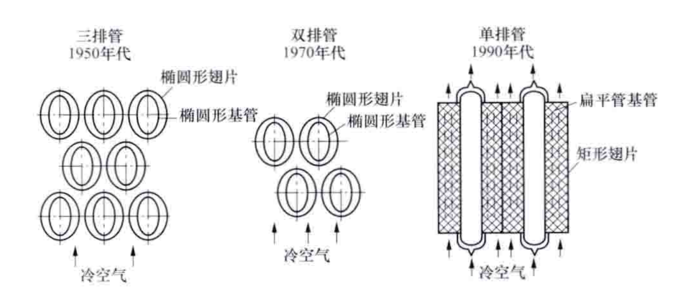


图2 空冷凝汽器三排管、双排管、单排管管束

双排管管束为椭圆管或圆管，翅片采用钢翅片，管束进行镀锌处理；防冻性能和清洗性能双排管管束优于三排管管束，但空气流动阻力大、换热性能差。

(3) 单排管管束。沿冷却空气流动方向只有一排冷却管。单排管空冷凝汽器应用普遍，新建机组基本均采用单排管管束。

单排管管束的基管采用扁管，具有较大的纵宽比，有利于汽液的分离和防冻；翅片采用铝翅片；具有空气流动阻力小、易清洗等优点。

冷却单元 多个冷却管束按人字形布置组成冷却单元，若干冷却单元组成了空冷凝汽器（见图3）。冷却单元分为顺流冷却单元、逆流冷却单元和混合冷却单元。



图3 空冷凝汽器冷却单元

(1) 顺流冷却单元。顺流冷却单元中，蒸汽沿冷却管自上而下流动，被空气冷却凝结为水，凝结水与蒸汽的流动方向相同。顺流冷却单元的主要功能是冷凝蒸汽。

(2) 逆流冷却单元。逆流冷却单元中，蒸汽沿冷却管自下而上流动，并被空气冷却凝结为水，凝结水与蒸汽的流动方向相反；蒸汽中的不凝结气体上升到管束顶部，被真空泵抽出。逆流冷却单元的主要功能是除去蒸汽中的不凝结气体。

(3) 混合冷却单元。混合冷却单元中，部分管束中蒸汽沿冷却管自上而下流动，凝结水与蒸汽的流动方向相同；其余管束中蒸汽沿冷却管自下而上流动，凝结水与蒸汽的流动方向相反，蒸汽中的不凝结气体上升到管束顶部，被真空泵抽出。混合冷却单元中的冷却管束大部分为逆流管束，主要功能是除去蒸汽中的不凝结气体。

由于不同单元的不同功能，因此空冷凝汽器布置有顺流冷却单元、逆流冷却单元或混合冷却单元。

热力性能 空冷凝汽器热力性能是指空冷凝汽器在洁净状态和一定环境风速下，空冷风机在某一转速时，汽轮机排汽压力与环境干球温度和凝汽器进汽量（热负荷）的关系。某300MW亚临界压力空冷机组空冷凝汽器性能曲线见图4。

由于空冷凝汽器暴露在室外环境中，使用的冷却介质为空气，其性能受环境条件影响很大。特别是环境温度和环境风对凝汽器性能影响明显，随着环境温度升高，凝汽器冷却能力下降；随着环境风速增加，冷却风量减小，凝汽器性能下降。

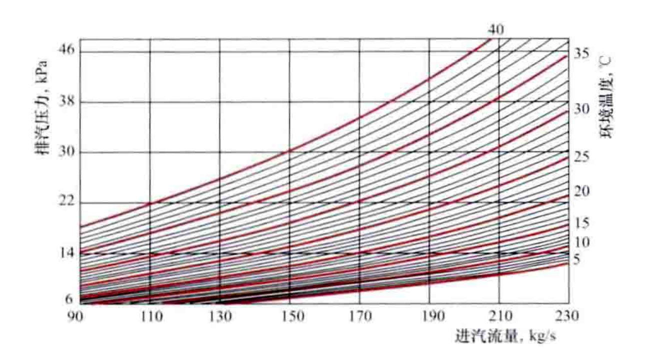
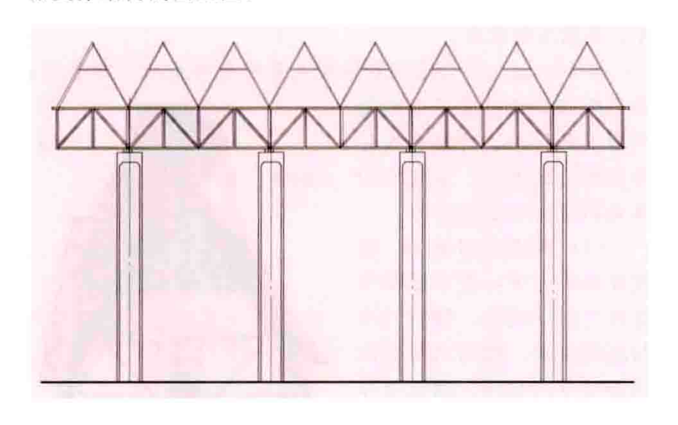


图 4 空冷凝汽器性能曲线

kongleng ningqiqi zhichengjiegou

空冷凝汽器支撑结构 (supporting structure of air cooled condenser) 直接空冷系统中，支撑空冷凝汽器、排汽管道、风机、凝结水管的结构体系。直接空冷凝汽器支撑结构剖面见图。



直接空冷凝汽器支撑结构剖面图

结构组成 空冷凝汽器支撑结构主要由柱、平台和挡风墙等组成。①下部结构通常为钢筋混凝土的空芯圆管柱，也有采用方形管柱的型式。管柱的直径、壁厚由上部结构的设备恒荷载、活荷载、风荷载、雪荷载和地震等条件确定。对600MW机组，一般采用直径为4000mm、壁厚400mm的管柱。柱距由空冷凝汽器单元尺寸及风机直径确定，一般为22～24m。②空冷平台通常采用钢桁架平台，平台结构上设置有A形架构和风机桥架等子结构。上部的A形钢架构，用于支撑散热器和蒸汽分配管；平台上的风机桥架，用于支撑由电动机、减速机和轴流风机构成的进风系统及排汽管道。钢桁架本体的高度由结构体系型式及相关荷载确定，通常为5～7m。钢桁架可采用大截面轧制型钢制作。空冷平台的布置高度根据机组容量，即进风口高度确定，对600MW机组，一般为45m。钢平台下部一般布置有变压器和配电间等。③挡风墙采用单层金属墙板，由立柱及横梁组成骨架系统，立柱下部铰接在平台上，上部分别与蒸汽分配管的加劲环和A形架构连接。用于防止热风再循环或冬季冷风直接侵入。

结构体系 通常按抗震设防烈度、机组容量划分，常用的支架结构体系有三种：①钢筋混凝土管柱＋钢桁架结构，是最常用的结构体系，在抗震设防烈度为7度及以下情况应用。平台支撑一般采用钢桁架，也可采用大截面焊接钢梁。②钢筋混凝土管柱＋钢斜撑＋钢梁结构，在抗震设防烈度为7度（0.15g）及以上时应用，在桁架中部至柱身设置45°左右的钢斜撑以提高其抗震性能。③小柱距钢框架＋钢支撑。容量为300MW以下直接空冷机组采用纯钢结构体系时，下部为钢框架支撑结构体系，柱距将减小一半；因柱距减少，钢桁架可采用钢梁取代。

结构设计计算 空冷凝汽器支撑结构的单元划分，对300MW级以下的机组可按2台机组作为一个整体结构单元；300MW及以上的机组，一般按1台机组一个结构单元考虑。结构平面适宜采用规则、对称的布置形式，在2个主轴方向动力特性应接近，力求使结构刚度中心与质量中心重合。设计中需考虑荷载、结构分析及桥架振动分析。

（1）支撑结构的荷载包括永久荷载（主桁架、挡风墙、步道、分隔墙、风机护网、风机单元、风筒、风机桥架、换热管束、蒸汽分配管、下联箱、排汽管道、水冲洗管道、电缆桥架等自重）、可变荷载、雪荷载、风荷载、地震作用和温度作用等。

（2）结构分析。空冷凝汽器支撑结构应进行整体计算，计算模型应包含下部支撑结构、钢平台及上部A形支架结构等，平台设备及其他附属构件可作为荷重，按实际情况加载在计算模型中。对初次采用的新型结构体系，应采用不少于两个合适的不同力学模型进行分析，并应进行弹塑性分析，确定其大震作用下的抗震性能。有条件时，可采用包含主要设备及管道的联合计算模型进行分析。风机桥架、挡风墙等可单独计算。结构的计算模型和基本假定应尽量与构件连接的实际性能相符合。

（3）桥架振动分析。钢平台上的风机桥架在设计时，应采用有限元分析软件进行谐响应动力分析，控制结构与设备连接处的振动线位移，同时振动速度或加速度等指标不超过设备的允许范围。

kongleng paiqi guandao

空冷排汽管道 (air cooling exhaust steam duct) 在直接空冷系统中将汽轮机乏汽输送至空冷凝汽器的管道。排汽管道自汽轮机低压缸排汽口（或排汽装置出口）连接至室外的空冷凝汽器蒸汽分配联箱入口，属负压状态的大口径薄壁结构。

空冷排汽管道应布置简捷、流量分配均匀、流动阻力小，并有足够的强度和稳定性。设计内容主要包括排汽管道计算、规格和材料选择、管道附件选择及管道布置。

排汽管道计算 重点为管道的流态分析和应力分析。①流态分析：通过对排汽管道的管系计算优化，确定其布置形式，使管道分支流量分配均匀，减少流动阻力。②应力分析：需考虑管道自重荷载、风荷载、地震荷载、端点附加位移、不均匀沉降等外部荷载的影响，按不同荷载组合进行管系应力、稳定性和强度计算，确定补偿装置、支吊架的型式和位置，对管系内受力复杂的管件应进行有限元分析计算。需满足管系的材料强度，满足对汽轮机或排汽装置、空冷凝汽器的推力和力矩要求。

规格和材料选择 排汽管道的管径根据排汽量和流速要求计算选取。管道壁厚、加强圈形式和间距、外压锥壳及其连接加强板等，参照压力容器有关规范标准计算选定。

管道的材料根据管内介质的性质、参数及在各种工况下运行的安全性和经济性、材料的焊接和加工性能进行选择，通常选用 Q235-B 镇静钢。在严寒地区，应考虑材料的低温冷脆现象。

管道附件选择　管道附件主要有真空隔离阀、波纹管补偿器、导流装置及爆破膜等，根据介质参数和管道布置要求选择。真空隔离阀的数量应根据环境温度、机组起动曲线、空冷凝汽器的最小防冻流量等进行选择。波纹管补偿器型式和组合应满足管系的膨胀要求，并保证补偿器的安全使用。导流装置承受高速湿蒸汽流体冲击，需进行流动分析和应力分析，导流板材料宜选用耐腐蚀和冲刷的不锈钢。爆破膜装置的排放面积及规格根据每个爆破膜片的排放量、设计爆破压力及当地大气压力确定。

管道布置　排汽管道一般布置于主厂房 A 列与空冷平台之间，通常采用低位布置、高位布置（见图 1）、Y 形布置（见图 2）等形式。对于特殊的排汽管道布置形式在选用前，应首先进行管道流态特性分析。

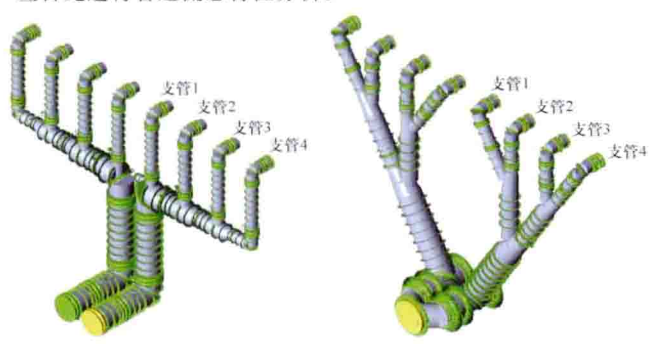


图 1　空冷排汽管道高位布置　　图 2　空冷排汽管道 Y 形布置

kongleng pingtai shigong

空冷平台施工　(air cooling platform construction)

直接空冷的空冷凝汽器一般都布置在汽机房前的高架平台上，该高架平台即空冷平台（见图 1）。空冷平台由空间桁架结构的钢平台和支撑平台的钢筋混凝土支柱组成。空冷平台施工包括空冷柱基础、空冷柱、空冷平台钢结构安装及钢梯、挡风墙施工，重点是空冷平台柱施工和空冷平台钢结构安装。

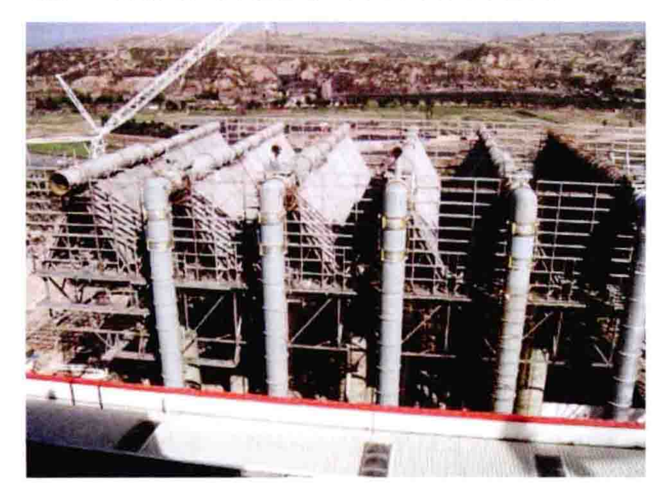


图 1　空冷平台及空冷凝汽器

空冷平台柱施工　空冷平台柱（见图 2）一般均为圆形空心柱结构，要求采用清水混凝土施工工艺，多采用定型大钢模施工工艺逐段向上现浇施工。支柱外侧预埋件的安装，是保证埋件的牢固及混凝土外观工艺的关键，在模板支设前整体考虑埋件的位置与模板拼缝之间的关系，必须错开位置，埋件用螺钉将埋件钢板紧贴在模板表面，缝隙小于 1mm。其他要求见主厂房结构施工。

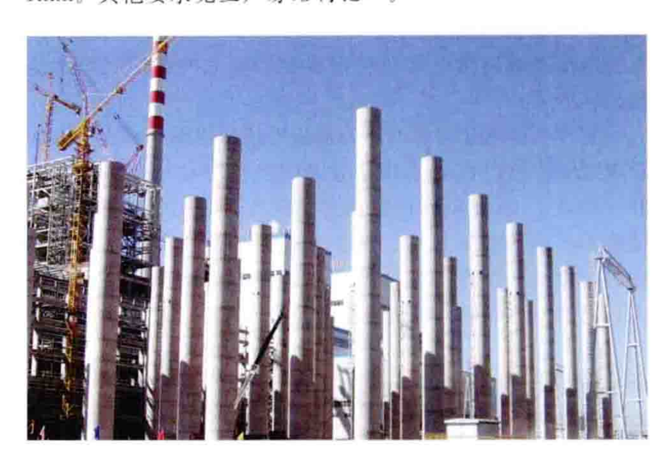


图 2　空冷平台柱成品

空冷平台钢结构安装　空冷平台一般为桁架结构，节点采用高强螺栓连接。钢结构加工一般为工厂加工，采用地面组合、分榀吊装，高强螺栓连接。由于空冷平台面积较大，一般均与空冷凝汽器设备穿插、交叉吊装。

kongleng qilunji

空冷汽轮机　(steam turbine for air cooling)

排汽由空气直接或间接冷却的汽轮机。空冷汽轮机配套直接空冷系统构成直接空冷机组，配套间接空冷系统构成间接空冷机组。空冷机组主要用于缺水地区，与带冷却塔湿冷机组相比，可节水约 65%～75%。用于直接空冷机组和间接空冷机组的空冷汽轮机，两者主要差别是汽轮机的设计排汽压力不同，而结构基本一致。

空冷汽轮机与相同容量和参数的湿冷汽轮机的设计特点不同，经济性能也有一定差异。

设计特点　空冷汽轮机与湿冷汽轮机在设计上的主要差别在排汽压力、末级叶片和轴系稳定性等方面。

排汽压力　因湿冷汽轮机采用循环水直接冷却，汽轮机设计排汽压力主要受环境湿球温度的影响，而空冷汽轮机由空气直接或间接冷却，它主要受环境干球温度的影响。大部分湿冷汽轮机的设计排汽压力约为 4.5～5.5kPa，且以 4.9kPa 居多，而用于直接空冷机组汽轮机设计排汽压力约为 13～16kPa，用于间接空冷机组汽轮机设计排汽压力约为 9～12kPa。

末级叶片　空冷汽轮机末级叶片强度较湿冷汽轮机要求高，而末级叶片长度较湿冷汽轮机短。末级叶片长度主要根据当地环境温度、设计排汽压力、低压缸结构型式及容积流量等，并经过技术经济分析论证确定。例如：国产三缸四排汽 600MW 超临界压力直接空冷汽轮机，末级叶片长度大多数为 661～680mm，而国产三缸四排汽 600MW 超临界压力湿冷汽轮机，末级叶片长度为 1000～1050mm。

轴系稳定性　空冷汽轮机运行时排汽压力变化幅度较大且变化频繁，造成低压缸变形和膨胀量大。空冷汽轮机运行时低压缸轴承坐标高变化较大，致使各轴承负载变化也较大，为防止其对轴承座刚度和轴系稳定性的影响，通常低压缸轴承座宜选择落地式支撑。

经济性　与相同容量和参数的湿冷汽轮机相比较，直接空冷机组的汽轮机的保证热耗率约高 5.1%～5.6%，间接空冷机组的汽轮机热耗率约高 3.5%～4.0%。据统计，直接空冷机组的供电煤耗较同容量和参数的湿冷机组约高 16g/(kW・h)。

空冷汽轮机运行排汽压力对机组经济性影响较大，大多数直接空冷机组在夏季高温时段满负荷时运行排汽压力约 28～32kPa，致使空冷机组在夏季满负荷时发电煤耗较设计值高 16～18g/(kW・h)。夏季环境温度高及空冷系统性能差时，排汽压力升高又可能进一步影响机组带满负荷的能力，同时，也降低了机组运行的经济性。

kongleng shileng lianhe lengque xitong

空冷湿冷联合冷却系统

(dry/wet hybrid cooling system)　以一定冷却负荷比例配置的空冷系统和湿冷系统组合的冷却系统。根据当地水文、气象条件，通过调整空冷、湿冷系统的负荷比例，达到节水及降低费用的最佳配置，并减少湿式冷却塔出口雾羽。联合冷却系统有串联式、并联式两类；按冷却塔设置可分为合建及分建两种型式。

空冷湿冷串联系统　经凝汽器加热后的循环水（或其中一部分）先进入间接空冷系统散热器，冷却后（或与其余循环水）进入湿式冷却塔继续冷却，并通过循环水泵升压输送到凝汽器循环的联合冷却系统。

20 世纪 80 年代中期，德国建造的 1300MW 核电机组的联合冷却系统为合建式串联系统（见图 1），是多台辅助抽风及送风机的合建辅助通风塔。其主要特征为：总冷却热负荷 2500MW，空冷段与湿冷段热负荷分配比例为 1∶4；在干球温度为 10℃、湿球温度为 8℃时，冷却后水温为 24℃；空冷段采用钢管钢翅片热浸锌管束；湿冷段采用陶瓷填料；高效除水器控制风吹损失在 0.001%以下；沿塔圆周上下两层分别安装引风机和送风机；塔通风筒高 50m，下部直径为 160m，湿冷段直径为 120m；在进风口和引风机出口都装设消声器，在离塔 750m 处噪声水平不超过 30dB；空冷段引风机出口设混合条槽，以加强空冷段出口热空气与湿冷段热湿空气的掺混以消除雾羽。

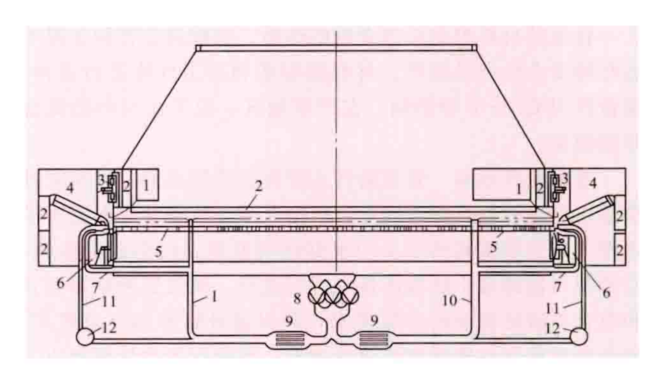


图 1　1300MW 核电机组空冷湿冷合建式串联系统冷却塔

1—空气混合槽；2—消声器；3—干冷部件引风机；4—空冷散热器；5—湿冷部件（淋水填料）；6—湿冷送风机；7—空冷的冷水管；8—主冷却水循环泵；9—凝汽器；10—湿冷热水管；11—空冷热水管；12—塔升压泵

早期合建式串联系统的冷却塔上部布置空冷散热器，其出水排向下部淋水填料完成串联式冷却，试图利用空冷散热器加热后的热空气与湿冷部分排出的湿热空气掺混，以消除冷却塔出口雾羽。但冷却塔出口热空气可能回流到空冷散热器而对翅片管外侧形成腐蚀；而冷却水在湿冷过程中与空气直接接触再进入空冷散热器的管内可能形成腐蚀或结垢。

空冷湿冷并联系统　汽轮机排汽分别由分设的空冷干式冷却塔和湿式冷却塔并联冷却的联合冷却系统。通常为直接或间接冷却塔、湿式冷却塔分建。

（1）间接空冷加湿冷系统：两个冷却系统的冷却水分别送入同一表面式凝汽器，但其水侧为按负荷比例分配而分隔的两个流程（见图 2）。这种系统在冬季可停运湿冷部分以节约用水，同时避免了空冷部分的腐蚀或结垢问题。但凝汽器结构较复杂，尺寸也较大，增加了汽轮机基座及主厂房的投资。

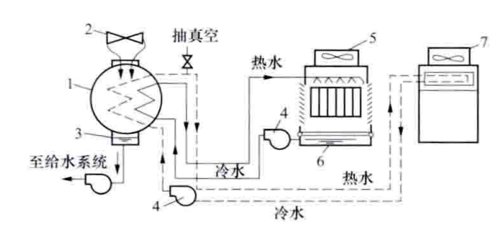


图 2　间接空冷加湿冷系统图

1—表面式凝汽器；2—汽轮机；3—热井；4—循环水泵；5—湿冷塔；6—集水池；7—空冷塔

（2）直接空冷加湿冷系统：采用分建式并联系统（见图 3）。汽轮机排汽在寒冷季节可关闭湿冷部分，全部进入空冷凝汽器，而在温暖季节可分别进入表面式凝汽器及空冷凝汽器，空冷、湿冷同时运行，用控制空冷塔和湿冷塔通风量的方法实现两者热负荷的分配。该系统的直接空冷设施规模较小，湿式塔面积也可相应减小，可比常规湿式系统节约 1/3 以上的补给水量。

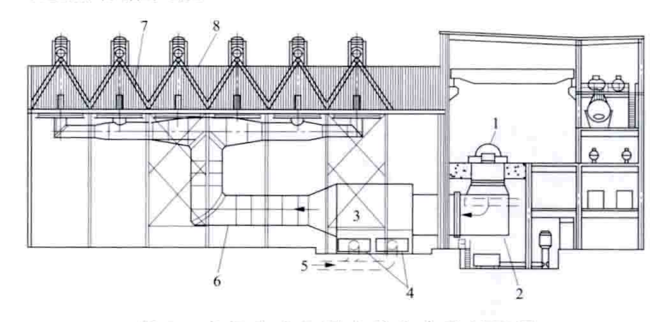


图 3　直接空冷加湿冷系统布置剖面图

1—汽轮机；2—1～2 凝汽器排汽管道；3—进汽联箱；4—表面式凝汽器水联箱；5—从湿式塔来循环水进水；6—排汽管道；7—风墙；8—空冷凝汽器

这种系统还可以应用于空冷发电厂的改造，如美国长岛的 TBG Cogen 联合循环电厂（57MW），因外部供汽量减少，为保证电厂的发电量，1997 年改造时，增设了 1 台表面式冷凝器及相应的湿式冷却塔。采用季节调度，与湿冷系

统比较，全年节水90%，夏季运行背压较低。

kongleng xitong

空冷系统 (air cooled system) 以空气作为冷却介质，直接冷却凝结汽轮机排汽或间接通过冷却水使排汽冷却凝结的冷却系统。

空冷系统的被冷却介质在管内流动，不与横掠翅片管外侧的冷却介质空气直接接触，可减少湿冷系统的75%～80%蒸发、风吹和排污损失水量，节约大量淡水，适用于在缺水或少水地区建设的火力发电厂。

空冷系统型式 分为直接空冷系统和间接空冷系统两大类（见图1）；按通风方式又可分为自然通风和机械通风两类。此外，还有空冷、湿冷组合的联合冷却系统。

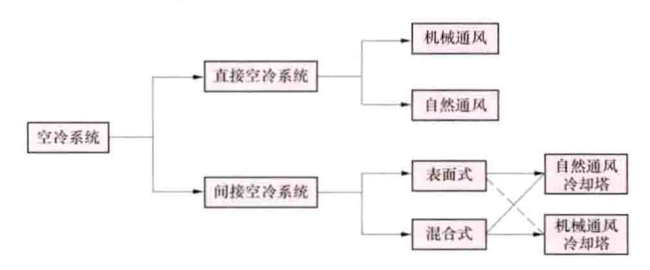


图1 空冷系统基本分类图（虚线示意的类型极少应用）

空冷系统选择 优先考虑空冷系统节水所带来的社会效益，一般对干旱指数（年蒸发能力和年降雨量的比值）大于1.5的缺水地区，建设火力发电厂适宜采用空冷系统。并根据工程建厂条件、空冷气象资料、防噪声要求、冷却设施占地、防冻度夏、地形、地质等条件，通过技术经济比较，合理确定空冷系统型式。

从技术经济角度分析，可以通过临界水费进行比较。临界水费的定义为节约的补给水费用与所增加的年总费用（包括冷却系统投资的年固定分摊费及年运行费）相当的1m³水费。当电厂供水费大于临界水费时，可采用空冷系统。

空冷系统设计 空冷系统配置的一个重要环节，并对汽轮机背压和末级叶片长度、叶型优化，既要满足夏季满发背压的要求，又要兼顾阻塞背压，并使全年加权平均的汽轮机热效率最高，一般与冷却系统规模和锅炉、汽轮机容量匹配一起进行优化。对空冷系统的设计和运行，需重视环境风、空气质量、防冻度夏措施等因素的影响。

空冷系统设计的基本参数包括：①设计气温，一般按典型年干球温度的5℃年加权平均法（5℃以下按5℃）计算。②初始温差，汽轮机排汽温度与环境空气温度的差值，与空冷系统配置和规模直接相关。当在设计气温下选用较大的初始温差时，冷却系统规模和投资较小，但汽轮机排汽背压和煤耗较高。一般在30～40℃范围内选择，在给定经济因素下，选择年总费用最低的初始温差优化值。③额定背压，为设计气温与经优化计算确定的初始温差之和所对应的饱和蒸汽压力，间接空冷系统还应包括凝汽器的端差。④设计风速，按气象资料确定。对机械通风直接空冷系统，不宜小于夏季平均风速换算到蒸汽分配管上部1m标高处的风速；对自然通风间接空冷系统，不宜小于10m标高处夏季平均风速。

空冷系统发展简况 世界上第一台1500kW直接空冷机组1938年在德国一个坑口电厂投运，历经70余年，空冷系统已发展成为一类成熟的发电厂冷却系统，国外已有800多台空冷机组投入运行。典型的直接空冷系统发电厂有总容量最大的南非马丁巴6×665MW电厂、地处极严寒地区的美国阿拉斯加沃伊达克电厂365MW机组、单机容量最大的澳大利亚柯岗湾（Kogan Creek）电厂750MW机组等。间接空冷系统发电厂有容量最大的南非肯达尔（Kendal）电厂6×686MW表面式间接空冷机组、单机容量最大的亚美尼亚拉兹丹（Razdan）电厂2×310MW混合式间接空冷机组、土耳其Gebze&Adapazari电厂3×777MW联合循环空冷机组、德国施梅豪森（Schmenhausan）核电厂常规岛360MW空冷机组（1991年拆除）等。

在国内，发电厂空冷系统的研究工作起步较早，20世纪60年代，由国家科委空冷试验小组进行了空冷系统元件及系统的科研试验及1.5MW机组的工业性试验工作。2001年，山西交城义旺铁合金电厂6MW直接空冷机组建成投产；2003年，国内首台200MW直接空冷机组在山西大同云冈热电厂投运；2004年，国内首台300MW直接空冷机组在漳山电厂投运；2005年，山西大同第二发电厂引进德国GEA公司直接空冷系统建设的首台600MW机组投运。1987年12月，我国首台引进技术的混合式间接空冷200MW机组在大同第二发电厂投运；1993年，国内自行开发设计的首台200MW表面式凝汽器间接空冷系机组和首台200MW混合式凝汽器间接空冷系统机组分别在太原第二热电厂和内蒙古丰镇电厂投运；2007年9月，中国首台600MW亚临界间接空冷机组在阳城电厂投运；2012年12月，国产首台350MW等级超临界间接空冷机组在新疆准东五彩湾电厂投运。

从2005年开始，中国空冷系统的设计、制造及空冷发电厂的建设进入了快速发展时期。至2009年底，空冷机组的总装机容量达到107 720MW，占火电机组总装机容量的15%左右。典型的直接空冷系统发电厂有宁夏灵武发电厂的世界首台超超临界1000MW空冷机组（空冷凝汽器见图2）、总容量最大的内蒙古上都（4×600MW+2×660MW）电厂、地处极严寒地区的内蒙古呼伦贝尔电厂2×600MW超临界机组；间接空冷系统发电厂有世界单机容量最大的陕西宝鸡电厂二期2×600MW混合式间接空冷机组、阳城电厂的2×600MW表面式间接空冷机组等。国内空冷系统的国产化、自主化程度得到充分提高，在建或拟建的1000MW超超临界空冷机组超过了10台，在数量上和单机容量上都达到世界先进水平。

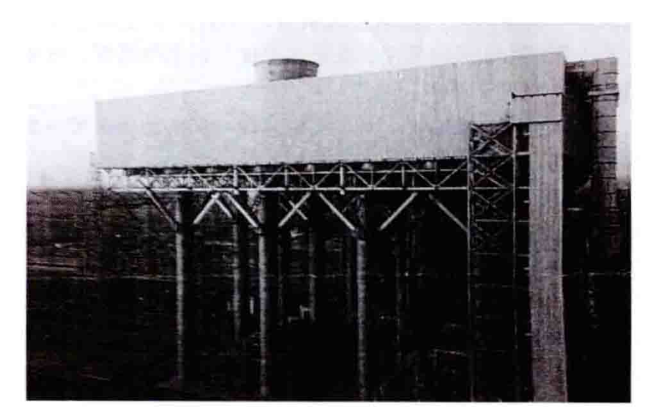


图2 灵武发电厂空冷凝汽器

kongleng xitong kongzhi

空冷系统控制 (control for air cooling system)

对火力发电厂汽轮机排汽的空气冷却工艺过程实施控制的统称。空冷系统控制分为直接空冷系统控制和间接空冷系统控制。

空冷系统的控制经历了由专用装置就地值班运行，到通过机组的分散控制系统（DCS）实现控制，在集中控制室内通过机组控制系统操作员站实现空冷系统正常工况的运行监视、控制、报警、连锁保护及异常工况的处理的过程。

直接空冷系统控制 通过控制直接空冷系统的风机转速或运行风机数量，达到对通过凝汽器冷却空气量的控制，进而控制汽轮机背压运行在允许范围内。直接空冷系统控制包括对风机及隔离阀门、抽真空及辅助系统实施的控制。

风机及隔离阀门控制 根据环境温度、汽轮机负荷变化，及时调节轴流式风机的转速，使空冷散热器的冷却能力适应空冷汽轮机对排气背压的要求，确保空冷汽轮发电机组安全、经济的运行。控制系统依据汽轮机背压实测值及背压设定值，选择风机速度组合和蒸汽/凝结水/抽真空隔离阀的开关位置。背压设定值（p_s）可由运行人员手动或通过控制系统自动设定，设定背压上限（p_{sH}）和背压下限（p_{sL}），设定值可以通过控制系统的软件调整。为避免过于频繁动作，背压实测值（p_t）只要在背压下限和背压上限之间，即可保持运行的步序不变。运行排汽背压值通过汽轮机排汽管道上的多重变送器进行连续测量，控制系统通过 p_t-p_s 或 p_s-p_t 的差值对背压进行调节，$p_t>p_s$ 则选择下一个步序，$p_t<p_s$ 则回到上一个步序，控制汽轮机背压在允许的范围内。另外，当环境温度和凝结水温度过低时，控制逆流风机反转，起到凝汽器防冻保护的作用。

抽真空控制 在机组起动过程中通过对真空泵的控制，建立空冷凝汽器的真空状态，直至风机投入维持凝汽器真空。

辅助系统控制 通过控制清洗泵等定期对空冷凝汽器进行清洗，以保证良好的换热效果。

直接空冷系统控制由机组控制系统（通常为机组的DCS）实现，控制器冗余且独立配置，一旦某个工作的处理器模件发生故障，系统自动以无扰方式快速切换至与其冗余的处理器，并在操作员站报警。控制系统机柜布置在空冷区域的电子设备间内。控制系统监视的参数主要包括环境温度、大气压力和风向风速、凝结水温度、抽空气温度、汽轮机排气温度和压力等。

间接空冷系统控制 对带喷射式凝汽器的间接系统（也称混合式）或带表面式凝汽器的间接空冷系统实施控制。

带喷射式凝汽器的间接空冷系统控制 通过控制循环泵将绝大部分喷入凝汽器受热后的冷却水送至空冷塔内的冷却器，与空气对流换热冷却后返回，通过调节阀和水轮机控制压力在允许的范围内，再送至喷射式凝汽器进入下一个循环。受热的循环冷却水有极小部分经凝结水处理装置处理后再送至汽轮机回热系统。为便于按汽轮机排汽量及环境气象条件调节冷却水温，将三角形散热器分成若干组扇形段，各段装设进出水管和阀门，各段进出水管汇总后形成冷却水总管。起动运行和停运时，可根据需要调整冷却器的投运扇形段数，逐段投入或逐段退出运行，同时改变冷却水流量或流速。

带表面式凝汽器的间接空冷系统控制 通过控制循环水泵将受热后的冷却水升压送入空冷塔内的散热器中，与外部空气进行热交换，经空气冷却后的冷却水再次返回表面式凝汽器，构成闭式循环，控制循环泵维持需要的循环冷却水量。控制凝结水泵将汽轮机排汽凝结水送入回热系统，逐级加热后汇入除氧器。空冷塔内冷却器的形式和工作原理与混合式间冷系统相同。冷却器扇形段的控制与带喷射式凝汽器的间接空冷系统控制相同。通过控制补水泵控制高位膨胀水箱水位在正常范围内，当环境温度或扇区回水温度过低时，控制系统发出指令打开扇区疏水阀对扇区进行疏水，以起到防冻保护的作用。另外，冷却器的进风面装有百叶窗，根据扇形段出水温度和环境温度控制百叶窗的开启度，来控制散热器的散热量，以免循环水过冷冻结，或夏季高温影响冷却效率。

间接空冷系统的监视、控制和连锁保护多纳入机组DCS控制，由DCS通过远程I/O站的方式实现，控制系统远程I/O柜布置在空冷塔区域，人机接口设备布置在机组集中控制室；也可采用独立的可编程逻辑控制器（PLC）实现，PLC与机组控制系统采用通信和硬接线的方式交换信息。控制系统监视的参数主要包括环境温度、大气压力和风向风速、间接冷却塔入/出口冷却水温度、扇区出口冷却水温度、间接冷却塔入/出口冷却水压力、补水泵出口压力（压力变送器）、高位膨胀水箱液位及水温等。

kongleng zhuangzhi anzhuang

空冷装置安装 (air cooling device installation) 空冷系统主要分为直接空冷和间接空冷两类（见空冷系统），其结构和安装工艺各不相同。

直接空冷系统安装 直接空冷系统安装主要包括减速机和风机安装、空冷凝汽器安装、空冷管道的安装、气密性试验等。

减速机和风机安装 首先在地面进行电动机与减速机、扇桥组合，然后整体吊装。所有风扇扇叶预存在风桶内，减速机安装完成后进行扇叶的安装，安装时应将风叶根部沿离心力方向向外拉出，使之靠紧，风叶与风桶的间距通过调整风桶实现。空冷凝汽器全部就位后进行风机减速机位置调整，最后进行风叶角度调整。

空冷凝汽器安装 每个空冷凝汽器用两个顶丝支撑在A型架上，空冷凝汽器安装时以上法兰面为基准进行找正。空冷凝汽器吊装就位应控制好每组空冷凝汽器轴向定位尺寸，以保证与A型架的相对位置及配汽管道能够正确安装。顺流空冷凝汽器热运行时以配汽管道为死点向下膨胀，在安装完成后热冲洗之前必须将所有顺流凝汽器下方的顶丝退出，与凝汽器保持一定的膨胀间距；逆流凝汽不与配汽管道连接，以顶丝为死点向上方膨胀，应保证顶丝与凝汽器的充分接触。

空冷管道安装 空冷系统管道的安装是空冷系统施工中要求较高的施工项目，管道安装前应检查和核对配管尺寸；空冷系统的膨胀节，特别是垂直段万向膨胀节在安装前应采

取可靠的加固措施；凝结水管道安装必须保证凝结水回流坡度。

气密性试验　空冷系统的严密性试验可先进行单体风压试验，然后进行整体风压试验。单体风压试验范围包括空冷凝汽器、空冷蝶阀后的配汽管道、每组空冷凝汽器的凝结水管道；整体风压试验范围包括空冷凝汽器、空冷排汽管道、空冷配汽管道、空冷凝结水管道、空冷抽真空管道。24h 风压试验的压降应符合设计要求：将系统加压到 20kPa，检查泄漏；达到气密性试验压力 35kPa 后，停止输入空气，观察压力表显示的压力值必须保持恒定；试验开始的最初 2h 内每隔 15min 读取并记录 2 只压力表及 2 支温度计的显示值，2h 后每隔 30min 记录一次；发现任何泄漏，应详细记录各泄漏点的位置，处理后再次进行试验；试验持续 24h，压降不应大于 5kPa（环境温度修正后）。

间接空冷系统安装　间接空冷系统安装主要包括塔内钢结构安装、环形管道安装和冷却三角（见空气冷却器）安装等。

塔内钢结构安装　首先进行拓展平台安装，逐跨进行，在每跨就位后，准确测量最外侧环梁标高及中心半径，作为下一跨安装的依据。拓展平台安装后可进行三角底部支撑安装及顶部环形管道吊架安装，顶部管道在中心准确定位的前提下，可通过调整支撑的长度进行定位调整。底部支撑标高通过支撑上的调整螺栓进行法，确保中心位置和垂直度符合设计要求。

环形管道安装　环形管道可分为底部和顶部环形管道。当顶部拓展平台和顶部支撑安装完毕后，可以进行顶部环形管道的安装，首先安装下降三通，然后安装预组合管。底部环形管道安装可以选择在冷却三角就位后，以冷却三角下部联箱法兰为参考尺寸，使用连接件与底部环形管道法兰连接，最后完成管道支撑的安装。

冷却三角安装　冷却三角吊装应注意冷却三角之间顶部和底部围梁间的平整度，保证冷却三角之间的圆滑过渡及冷却三角的垂直度。在冷却三角就位完毕后，进行冷却三角密封工作。

kongqi lengqueqi

空气冷却器

（air heat exchanger）　以空气作为冷却介质，对吸收汽轮机排汽热量后的循环冷却水进行冷却的表面式换热器。循环冷却水在空气冷却器的冷却管内流动放热，空气在冷却管外流动吸热。空气冷却器通常采用自然通风塔提供冷却空气。

空气冷却器用在混凝式（配置混合式凝汽器）和表凝式（配置表面式凝汽器）的间接空冷系统中，空气冷却间接空冷系统中的循环冷却水，循环冷却水又在水冷凝汽器中吸热而冷凝汽轮机排汽。

结构　空气冷却器由若干冷却三角组成，冷却三角由散热管束和百叶窗组成。

冷却三角是空气冷却器的基本冷却单元。散热管束以 45°～60°的夹角组成冷却三角的两个边，另外一个边为进风口，由百叶窗组成，百叶窗的高度（长度）与管束相同，见图 1。

散热管束　应用于空气冷却器的散热管束为多排翅片管管束，包括全铝制套片散热管束、全钢制套片散热管束和全钢制绕片散热管束。

全铝制套片散热管束元件的基管和翅片均为纯铝制成，基管为圆管，主要用于四排管束和六排管束。

全钢制套片散热管束由钢制椭圆基管和钢制翅片两部分组成，材质均为普通碳素钢，所有外表面采用热浸锌防腐，主要用于两排管束。由于全钢制套片散热管束价格高和传热性能较差，应用较少。

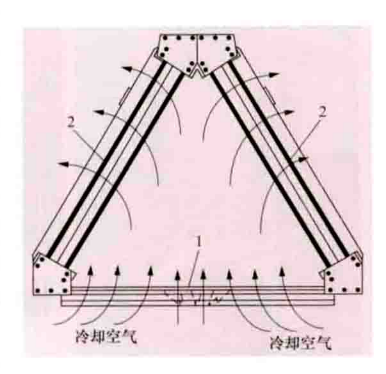


图 1　空气冷却器冷却三角截面图

1—百叶窗；2—散热管束

全钢制绕片散热管束由钢制椭圆基管和钢制翅片两部分组成，材质均为普通碳素钢，钢翅片垂直缠绕在基管上，所有外表面采用热浸锌防腐，主要用于四排管束。

百叶窗　百叶窗安装于冷却三角的进风边，窗叶可转动，转动调节范围 0°～90°，用以调节进入冷却三角的空气量，控制冷却器内的水温，防止冬季低温环境下循环水结冰导致散热管束冻裂。

布置方式　空气冷却器通常采用自然通风塔提供冷却空气，用于间接空冷系统的空气冷却器的典型布置型式有塔外布置和塔内布置两种型式。

塔外布置　冷却三角立式布置在空冷塔外沿进风口高度处，沿塔周向均布置有冷却三角，百叶窗在外，为迎风侧，见图 2。塔外布置时，塔内空间较大；有的工程将烟囱和脱硫塔布置在塔内，通常称为"三塔合一"。

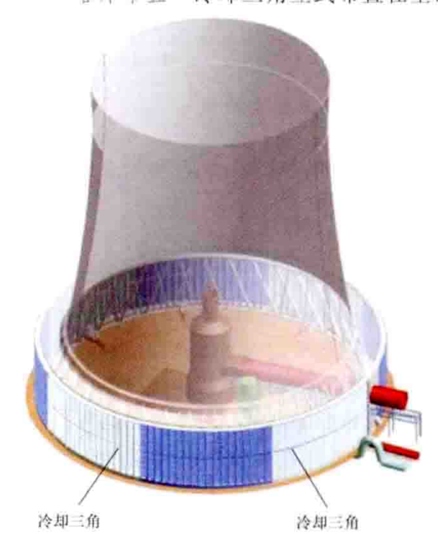


图 2　空气冷却器塔外布置

全铝制套片散热管束、全钢制套片散热管束及全钢制绕片散热管束均可采用塔外布置方式。

塔内布置　冷却三角水平布置在空冷塔进风口上部塔筒内，百叶窗在下，为迎风面，见图 3。

由于全铝制套片散热管束采用多段连接组装，连接处采用橡胶密封圈密封。冷却三角水平布置时，管束连接处易发生错位、变形，并导致泄漏，因此，不宜采用塔内水平布置型式。

全钢制套片散热管束和全钢制绕片散热管束在一定长度范围内无中间连接部位，可以塔内水平布置，需较长的长度时可以采用焊接连接。

热力性能　在间接空冷系统中，循环冷却水通过空气冷

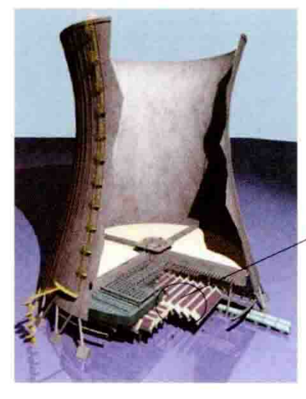




图 3 空气冷却器塔内布置

却器由空气冷却。空气冷却器热力性能为在洁净状态、一定环境风速和大气压力下，空气冷却器换热量与环境干球温度的关系。某 600MW 超临界压力空冷机组空气冷却器性能曲线参见图 4。

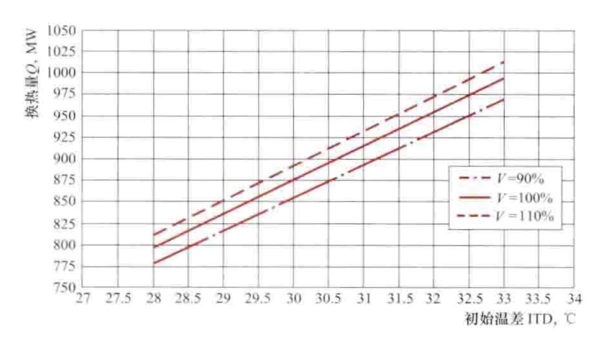


图 4 空气冷却器性能曲线

空气冷却器性能受环境条件影响大，随着环境温度升高和环境风速增加，冷却能力下降。

kongqi yureqi

空气预热器 (air heater; air preheater)

利用锅炉尾部烟气的热量加热燃料燃烧所需空气以提高锅炉效率的热交换装置。它是现代大、中型锅炉必不可少的设备。空气预热器安装在锅炉后部，加热后的空气（热空气或热风）温度达 200～400℃，这对改善燃料着火和燃料完全燃烧十分有利；锅炉煤粉制备系统也需要供给热风作为干燥剂和供输送煤粉之用。烟气流经空气预热器后温度下降到 100～200℃，然后从锅炉本体排出。

空气预热器按换热方式可分为传热式和再生式两类。前者是通过壁面将烟气的热量连续地传给空气，最常用的为管式空气预热器。后者是冷、热介质（空气和烟气）交替流过作为储热质的受热面进行热量交换的回转式空气预热器，常用的有两种，一种为受热面回转式，另一种为风罩回转式，受热面回转式应用较多。

管式空气预热器结构简单，易于制造，漏风小，运行维修方便，但体积庞大，笨重，在大型锅炉上布置不便，低温段腐蚀后更换困难。回转式空气预热器体积小，质量轻，便于布置，冷段腐蚀后更换方便，缺点是漏风较大，技术要求高，制造困难，有时卡涩不能转动，维修不便。大型锅炉多采用回转式空气预热器。

近年还出现一种热管空气预热器，是通过密闭管内液体的蒸发与凝结来实现空气和烟气间的热交换的，常用于管式或回转式空气预热器的低温段，使之在避免或缓解冷段腐蚀与堵灰的条件下，得到较低的排烟温度，以提高锅炉运行的经济性和安全性。这种预热器，热管不易积灰，耐腐蚀，但设备较重，价格高，在大型锅炉上尚未见应用。

kongqiyureqi bianxing

空气预热器变形 (deformation of the air preheater)

空气预热器因受热不均而使各部分冷热膨胀不均，形状发生改变。由于空气预热器转子的不断转动，转子上表面持续受到热风侧高温烟气的加热，温度较高；而转子的下表面也连续受到冷风侧一、二次冷风的冷却，温度较低。这样就使得转子的上部热膨胀大于下部热膨胀，由于转子的下端受到推力轴承、中心驱动装置、支撑横梁的支撑作用，使转子在受热后的热态变形为向上部膨胀。这种膨胀的结果使得转子中心的上表面较冷态时升高，并且由于转子上部的径向膨胀大于下部，使得转子的上部受到的热膨胀径向力矩大于转子下部，致使转子以下部为原点发生向下、向外的翻转变形。加之转子的自重力矩，更加速了转子这种形似“蘑菇状”的热态变形。在这种蘑菇状热态变形中，空气预热器转子的外周发生向下的沉降现象，而转子中心发生隆起。这就使得热态时转子下部的三角形漏风间隙和转子圆周的轴向漏风间隙变得比冷态时小，而转子上部的漏风间隙变得比冷态时大。而且随着锅炉负荷的升高，空气预热器转子换热量增加，上述蘑菇状变形会越明显，各处漏风间隙的变化也越大。而且这种变形随负荷环境温度不断发生变化，使得静密封很难达到一个最佳的动静之间的间隙值。间隙过小，易产生密封板与扇形板的动静摩擦，直接威胁的设备的安全运行；间隙过大，空气预热器漏风率过大，又会影响到机组的经济性运行，故一般都加装可变间隙的空气预热器密封装置。

空气预热器的密封装置 是指在回转式空气预热器转子的上、下工作面和转子的圆周筒体上，分别安装有许多径向和轴向密封片，分别与上部活动式扇形密封板、下部固定式密封板、轴向密封板形成狭小的漏风间隙；而圆周密封板则与转子上、下法兰圆周侧形成狭小漏风间隙。这些漏风间隙分别称为空气预热器的径向、轴向和圆周漏风间隙。这些间隙在冷态时根据位置的不同，预留了不同的间隙距离。常见的回转式空气预热器密封装置主要采用以下几种形式：①可调式密封：扇形板和弧形板可以通过自动或手动调整，其中扇形板大多可以根据间隙自动调整。②固定式密封：根据回转式空气预热器运行参数，预先计算出热态下密封片和扇形板、弧形板之间的膨胀间隙，在安装时预留出来，以保证热态运行时膨胀以后达到最佳的密封状态。③弹片式密封：密封片用弹性材料制作，以保证间隙改变时仍能很好地贴合静态密封面，保证密封。

kongqi yureqi zhendong

空气预热器振动 (vibration of air heater)

空气或烟气横向流过锅炉管式空气预热器管束时，产生的卡门涡

流频率 f_k 与管箱气室声学驻波频率 f_c 或管子的固有频率 f_t 耦合而引起共振的现象。大型锅炉的低温段过热器及省煤器有时也有类似现象发生，但较空气预热器为少。

流体流过一圆柱时，圆柱体后产生涡流，顺时针方向和逆时针方向的涡流周期性地产生和脱离。交替出现的旋涡产生一个交变的静压差，在垂直气流方向产生一个交变的横向力，这就是卡门涡流效应。涡流周期性产生和脱离的频率称为卡门涡流频率 f_k，$f_k = Sc\dfrac{v}{D}$，Hz，式中 Sc 为斯特罗哈数；D 为圆柱直径，m；v 为流体的流速，m/s。

管式空气预热器管箱中管束区域的气室（省煤器和过热器也如此）是主要的谐振腔，虽然管子排列很密，但仍能激发形成驻波。该声学驻波是周期相同和振幅相同的波相对进行。驻波是一种疏密波，具有固定的波腹和节点，压力最大处，位移最小，反之压力最小处则位移最大。所有谐波是1/2波的整倍数。

声学驻波的频率 $f_c = C/\lambda$，式中 λ 为波长，m；C 为工作条件下的声速，m/s；$C = C_0\sqrt{\dfrac{T}{T_0}}$，$C_0 = 330$m/s；$T_0 = 273$K；$T$ 为介质绝对温度。对卧式空气预热器，烟气在管子外壁流过，C 为烟气工作条件下的声速。对立式空气预热器，空气在管外流动，C 为空气工作条件下的声速。简化后的声学驻波频率为 $f_c = \dfrac{nC}{2L}$，Hz；式中 n 为驻波的阶次（n =1，2，3，…整数）；L 为管箱气室的宽度，m。

当卡门涡流频率 f_k 和气室某一阶声学驻波频率 f_c 接近或重合时就产生振动。这种振动是由于气压脉动产生的强烈共振，是一种自激振动，同时发出巨大噪声。国内外不少锅炉发生过这种振动，噪声总声强常为 90～115dB，个别电厂在 120dB 以上，气压脉动高达±1000Pa，振动强烈，使得冷风箱和护板很快疲劳破裂，对运行人员的健康危害也甚大。有时卡门涡流频率与管子的固有频率 f_t 耦合也会产生振动，但通常振动强度要低得多。

常用的行之有效的消除振动的方法是沿管箱宽度方向上加装隔板，把管式空气预热器分成许多个气室，提高声学驻波频率，使 f_c 大于 f_k，从而消除振动。其做法是先计算 f_k（其中 St 数与管子直径、管子的排列型式、管间的横向和纵向节距有关，St=0.2～0.7）。加装隔板后应使单个气室的声学驻波频率 $f_c > f_k$，并留有适当的裕度。此处的 $f_c = \dfrac{C}{2L_1}$，C 为气流平均温度下的声速，m/s；L_1 为加隔板后单个气室的宽度，m。当 f_k 较低时一般不考虑防振措施。

通常在管式空气预热器设计中已考虑防振。若在投入运行时发生强烈振动，可按最大工况下实际振动频率进行核算后加装消振隔板。

kongzhi dianlan

控制电缆 （control cable） 主要用于传送控制、测量信号等的电缆。包括保护、自动装置及测量表计的交流电流和电压回路的电缆，控制、信号、保护和自动装置的直流回路电缆，发电厂和变电站的计算机监控系统输入和输出回路的电缆等。

性能要求 控制电缆的性能要求如下：①控制电缆选用铜导体。根据机械强度的条件，强电控制电缆截面不小于 1.5mm²；弱电控制电缆截面不小于 1.0mm²。②控制电缆要考虑防火、防热和免受机械损伤，同时还有较好的抗干扰能力。③控制电缆多为多芯电缆，使用时留有适当的备用芯数。④控制电缆绝缘水平选用 450/750V 级，在 330kV 及以上升压站的控制电缆宜采用 0.6/1kV 级。⑤控制电缆金属屏蔽有总屏蔽型和分屏蔽加外部总屏蔽型，电缆屏蔽层型式可为铜带绕包屏蔽或铜丝屏蔽。应考虑环境干扰的影响，敷设路径以及传送信号类型等，采取合适的屏蔽措施。⑥控制电缆芯线的长期允许工作温度不超过 65℃，敷设电缆的温度不低于－10℃。

分类及使用环境 控制电缆可按用途、绝缘及缆芯材料分类，并可从型号标记中区分出来。例如中国的控制电缆型号的第一个字母通常以“K”表示。

控制电缆的额定电压，应等于或大于所在回路的额定电压，电缆的最高工作电压不得超过其额定电压的 15%。根据电缆的使用条件和环境，通常选用不同绝缘护套及外护层的控制电缆。

聚氯乙烯或聚乙烯绝缘、聚氯乙烯护套铜芯电缆适用于强电控制回路。普通聚氯乙烯绝缘电缆不适于在高温场所（60℃以上）和低温场所（－15℃以下）运行，交联聚乙烯、耐热或耐寒橡皮绝缘电缆适用于高温场所和低温场所运行。

聚氯乙烯绝缘及护套的电缆适用于弱电回路控制电缆运行在无机械外力作用的室内或隧道内；聚氯乙烯绝缘及护套钢带铠装电缆适用于不承受大拉力的地下场所；裸钢带铠装信号电缆适用于在不承受大拉力的室内或隧道内。

阻燃电缆在控制电缆型号前加“ZR”表示，多用于在火灾几率较大的场所，如发电厂主厂房、输煤系统、燃油系统等。

耐火电缆在控制电缆型号前加“NH”表示，适用于在着火一定时间内需要维持通电的场所和回路。

适用场所 总屏蔽型控制电缆适用于发电厂微机保护的电流、电压和开关量输入/输出回路；对绞线芯分屏蔽加外部总屏蔽计算机用控制电缆适用于计算机模拟信号或脉冲信号回路；对绞芯外加总屏蔽计算机用电缆适用于低电平输入热电阻（0～±1V）和高电平输入（大于±1V，0～50mA）回路。

kongzhi huilu

控制回路 （control circuit） 根据需要改变运行方式或在事故情况下，对电气和机械设备进行切换操作的电气二次线。

控制回路按设备的控制地点，分远方控制和就地控制两种；按操作方式，分硬接线手动控制和计算机控制两种。通常对 6kV 及以上电压的线路和母线设备、发电机、变压器、高/低压厂用电源部分及需要程控的电动机采用计算机远方控制；低压电源馈线和个别不重要的电动机采用就地控制。计算机控制通过计算机的人机界面对控制对象进行控制，通过信号采集系统进行状态量和故障量的监视，并通过模拟量采集对相关的测量信号进行监测。中国的大中型发电厂已基本采用计算机监控方式，集中控制屏控制方式已趋于淘汰。

计算机监控方式操作可靠、接线较简单、监控信息采集量大，能对数据进行处理，具有形成运行报表、事件记录、运行参数等信息处理功能。

控制回路的电源按控制电压分为强电和弱电两种，可采用交流或直流电源。在发电厂中一般采用强电控制回路，直流通常采用 110V 或 220V，交流采用 220V。48V 及以下的弱电控制回路，随着控制技术发展已基本不再采用。

控制回路接线的基本要求如下：

（1）断路器控制回路接线的基本要求。①有电源监视，并监视跳、合闸绕组回路的完整性。②能指示断路器合闸与跳闸的位置状态；自动合闸或跳闸时发出报警信号。③合闸或跳闸完成后自动解除命令脉冲。④有防止断路器“跳跃”的电气闭锁装置。⑤接线简单可靠，使用电缆芯最少。

断路器的控制回路随操动机构的接线要求而异。液压和气动操动机构的断路器，控制回路需有压力降低的报警回路，并设压力降低至规定值闭锁重合闸、跳闸和合闸回路。弹簧操动机构的断路器，需有弹簧未储能的报警回路。

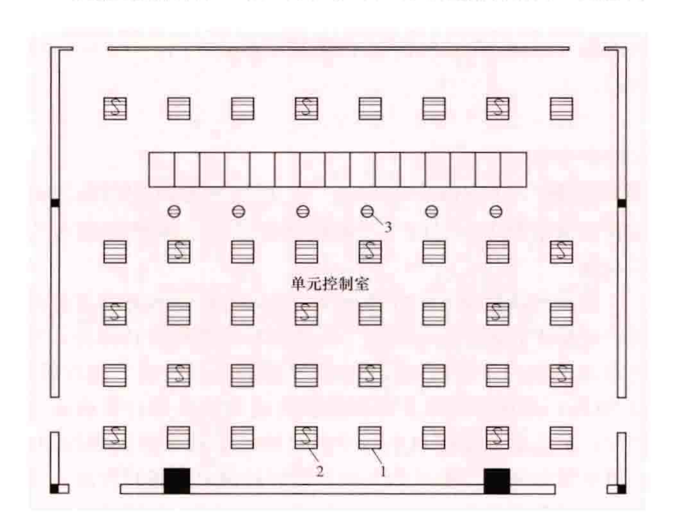
（2）隔离开关的切换操作采用远方或就地控制。检修时用的隔离开关、接地开关和母线接地器多采用就地操作。其操动机构为手动或电动机驱动，电动机可以用交流或直流电源，控制接线原则与断路器的要求相同。为防止电气误操作，隔离开关、接地开关和母线接地器等必须具有操作闭锁措施。对计算机监控方式，大多采用微机五防装置进行防误操作闭锁，也可采用电气硬接线闭锁回路。

kongzhishi zhaoming

控制室照明 （illumination of control room） 保证控制室内值班人员在正常工作和事故处理情况下，具有良好的视觉条件所设置的照明设施。

控制室照明需具有很高的可靠性、适当的照度水平、良好的亮度和色彩分布。在值班人员经常监视的范围内不得出现直射眩光和反射眩光。控制室照度值应符合规定值的要求。色彩需简练平淡，避免分散值班人员的注意力。

控制室照明有工作照明、事故照明和直流长明灯（见图）。



电厂单元控制室照明平面布置图

1—工作照明灯；2—事故照明灯；3—直流长明灯

工作照明和事故照明光源采用荧光灯，直流长明灯采用白炽灯。照明方式采用低亮度漫射照明，即用嵌入式荧光灯具，利用低亮度漫射的发光面，使室内获得足够的光通量。由于室内无高亮度的发光体，可减少直射眩光和反射眩光，获得良好的照明效果。

kongzhi xunhuanbeng

控制循环泵 （circulating pump） 设在锅炉蒸发系统中承受高温高压而使工质做强制流动的一种大流量、低扬程单级离心泵。分控制泄漏泵及无泄漏泵两大类。控制泄漏泵由普通电动机驱动，采用特殊轴封（如特殊填料或注水式机械轴封）。无泄漏泵的驱动电动机与叶轮处于同一壳体内，处于高温高压水中的电动机绝缘材料的保护及电动机转子轴承的设计是关键技术。此类泵分浸水（湿式）泵和屏蔽（干式）泵两种，浸水泵电动机采用耐温防水绝缘（如光渗聚乙烯绝缘尼龙）电缆；屏蔽泵由普通交流鼠笼电动机驱动，静子被一不锈钢套所保护（见图 1）。

泵系统由吸入管、排放管、进出口阀门、过滤器及冷却水系统组成（见图 2）。高压冷却水进入电动机腔内带走电动机和轴承所产生的热量，正常运行时水温为 30～50℃。低压冷却水用作高压冷却器及泵隔热器（防止泵体热量向电动机方向传递）的冷却介质。过滤器是为了滤除杂质（沉淀物、腐蚀产物及金属微粒）以保护轴承。

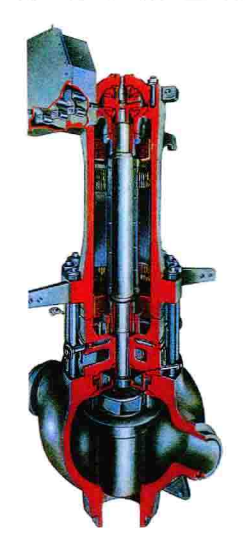


图 1 控制循环泵

图 2 控制循环泵及其冷却系统

1—吸入管；2—排放阀；3—排放管；4—低压冷却水入口；5—低压冷却水出口；6—高压冷却器；7—过滤器；8—热电偶；9—温度计；10—接线盒

kongzhi xunhuan guolu

控制循环锅炉 （controlled circulation boiler） 在循环回路的下降管与上升管之间设置循环泵用以辅助水循环并做强制流动的锅炉，又称辅助循环锅炉。它包括三种类型：①在自然循环锅炉基础上发展起来的控制循环锅筒锅炉（循环倍率为 2.4～3.5）。②在带汽水分离器的直流锅炉基础上发展起来的低循环倍率锅炉（循环倍率为 1.2～2）。这两种类型的水循环原理相同，即依靠下降管与上升管内工质密度差以及串接在回路中的循环泵压头所提供的总推动力而建立工质循环。③高负荷下按纯直流工况运行，低负荷下投入循环泵按低循环倍率运行的复合循环锅炉。

控制循环锅筒锅炉 带有锅筒并常用于亚临界压力。由

于工质做强制流动，锅水循环更有保障。它与自然循环锅炉相比，可以采用直径较小的锅筒和上升管、下降管，循环回路的布置较为自由，锅炉起动速度较快，负荷调节范围增大，更适合于变压运行。又由于循环倍率较小，含汽率较高，为了减小热偏差以保证受热管的可靠冷却，在上升管的入口处须加装节流圈，以便有效控制流量。

与自然循环锅炉相比，控制循环锅筒锅炉增添了控制循环泵，约消耗自身功率的 0.3%；循环泵属转动机械，也就增加了事故率和运行费用；运行中锅炉适应非设计工况的自补偿能力不及自然循环锅炉。此外，锅炉容量的发展，也同样受到锅筒制造与运输条件的限制。

已运行的最大容量的控制循环锅筒锅炉为 2950t/h，最高工作压力为 18.3MPa。

低循环倍率锅炉　同辅助循环锅筒锅炉一样，该类型锅炉也有固定的蒸发段终点，水冷壁出口均为汽水混合物，但由直径较小（ϕ800～ϕ1000）的汽水分离器替代了大直径的锅筒；另外低倍率下的循环泵能耗较低，但分离器水位调节与锅筒水位调节相比，复杂得多。由于立式分离器比较高（大于或等于 30m），为了防止汽蚀，混合器至循环泵入口之间也须保持足够的高度（大于或等于 20m），所以低循环倍率锅炉通常采用塔式布置，锅炉成本较常见的 Π 型锅炉约增大 10%～15%。该类锅炉常用于亚临界压力 300～600MW 机组，见图 1。

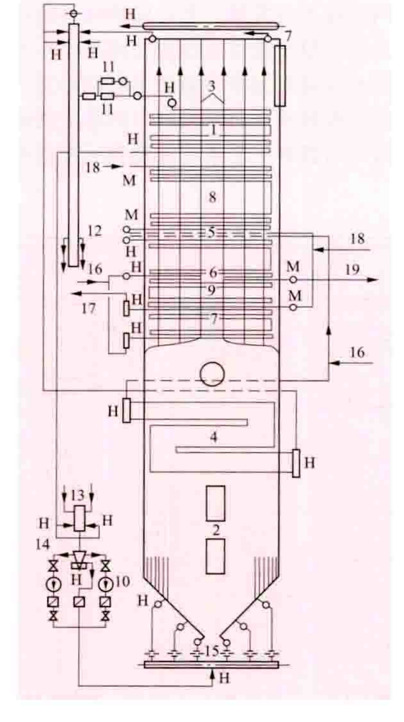


图 1　亚临界压力低循环倍率锅炉

1—省煤器；2—蒸发器；3—吊挂管束；4—壁式过热器；5、6—对流过热器；7—末级过热器；8—一级再热器；9—二级再热器；10—循环泵；11—给水泵；12—汽水分离器；13—混合器；14—过滤器；15—节流圈；16—过热器喷水；17—过热蒸汽出口；18—再热器喷水；19—再热蒸汽出口；H—过热蒸汽；M—再热蒸汽

复合循环锅炉　是在直流锅炉和控制循环锅筒锅炉基础上发展起来的，适用于亚临界和超临界压力。其特点是在省煤器与炉膛水冷壁间增设循环泵，在水冷壁出口与循环泵入口间设有再循环管。低负荷时循环泵投入，保证在低循环倍率下，工质具有足够高的质量流速；高负荷时水冷壁阻力损失增大，超过循环泵的压头时，循环泵不再起作用，改为 100% 直流方式运行。

与直流锅炉比较，复合循环锅炉的主要特点为：①蒸发受热面的质量流速可按循环泵解列时的负荷选用，这样全负荷下的流动阻力显著减少。②由于有循环泵，锅炉的起动流量与最低负荷可降至 10%额定值左右。这样，起动旁路系统也可简化。③水冷壁结构简单，通常采用一次上升管屏型式，不需放置中间混合联箱，可采用大于或等于 ϕ32 的管子并且不必采用内螺纹管。④循环回路中增添了循环泵，增加能耗及事故率，调节和控制也较复杂。

亚临界压力复合循环锅炉按再循环负荷大小分为全负荷复合循环（即为低循环倍率）锅炉和部分负荷复合循环锅炉。其主要区别在于控制阀的装设位置与功能不同。对于前者，控制阀只起节流作用，在整个负荷范围内循环泵均投入运行，因而循环倍率大于 1；而后者则在锅炉达到某一负荷（一般为 65%～80% 额定值），即关闭控制阀，锅炉按纯直流方式运行。以全负荷复合循环（即前述低循环倍率）锅炉较为常见。

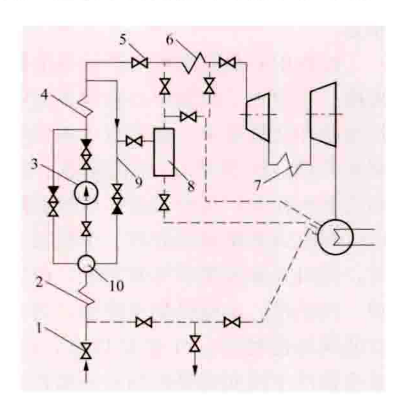


图 2　超临界压力复合循环锅炉

1—给水调节阀；2—省煤器；3—循环泵；4—水冷壁（蒸发受热面）；5—截止阀；6—过热器；7—再热器；8—起动分离器；9—再循环管；10—混合器起动用管路

超临界压力复合循环锅炉按循环泵与给水泵的连接位置分为串联式和并联式两种，以串联式较为常见，见图 2。按再循环负荷大小分，它们均属部分负荷复合循环锅炉。美国和苏联的超临界压力复合循环锅炉均属部分负荷复合循环锅炉，不需再设置立式汽水分离器。

kongzhi xunhuan guolu qidong

控制循环锅炉起动

（controlled circulation boiler start-up）　控制循环锅炉从点火到带满负荷的整个过程。与自然循环锅炉相比，控制循环锅炉起动在点火前就起动控制循环泵，先循环，后点火。起动通流量较小，约为额定蒸发量的 5%～10%。主要起汽水分离作用的起动分离器体积小，且内壁结构全部与同一温度的介质接触，温差小，起动速度可加快。

控制循环锅炉的起动程序，除控制循环泵部分的操作外，其他与自然循环锅炉大体相同。

（1）控制循环泵清洗。首先对循环泵的专用冷却系统进行充水和清洗。先对用于冷却一次冷却水的二次冷却水系统进行清洗（这个系统的冷却水取自机组共用的轴承冷却水），再对用于冷却电动机和润滑轴承的一次冷却水系统进行清洗（该系统的冷却水取自凝结水泵出口的低压水源和给水母管的高压水源）。清洗顺序依次是供水管道、过滤器、电动机的腔室及泵体，供水管道冲洗合格后，才能冲洗电动机内部。所用的清洗水必须是合格的凝结水，温度在 20～49℃范围内。

（2）锅炉上水。确认循环泵已清洗合格并充水后，将锅炉上水到正常水位，瞬间转动循环泵，进行 1～3 次动态清洗。为使电动机内空穴中的空气能随水逸出，应保持连续向

控制循环泵提供水质合格的冲洗水，防止循环泵入口滤网堵塞及循环泵损坏。

（3）起动控制循环泵。保持起动分离器内水位在可见水位的最上端，依次起动循环泵，如起动循环泵后起动分离器中水位骤然下降，则应停止循环泵的运行，并查明原因。

kongzhi zhongxin buzhi

控制中心布置 （control center layout） 火力发电厂生产运行指挥中心内的监视、控制、报警和保护等装置的布置。

控制中心是发电厂生产运行的指挥中心和控制系统及人机接口集中地。控制中心按照不同类型机组的运行特性、监控范围和功能要求，通常有主控制室、单元控制室和网络控制室几种。20 世纪 80 年代前的小型发电厂和热电厂，锅炉和汽轮机在主厂房内设炉、机控制室，另设主控制室负责发电机和电力系统运行管理。单机容量发展到 125MW 及以上时，机组大多采用单元制系统，电厂相应设单元控制室对锅炉、汽轮机、发电机集中控制，为升压站及输电线路设置独立的网络控制室。21 世纪以来，由于控制技术的发展，通常将辅助车间和网络控制室的监控功能也集中到单元控制室内，称为集中（单元）控制室。

各类控制楼的建筑结构要求具备抗地震、防火、防噪声等性能，且应采光充足、通风良好、环境条件适于运行人员长时间的工作。

控制中心的布置按照不同容量机组的运行特性、监控范围和功能要求，通常设有单元或集中控制室、网络控制室、辅助车间集中控制室。

单元或集中控制室 单元控制室的布置位置根据主厂房的总体格局确定，通常布置在被控机组的适中位置或单独设置的控制楼内。一般两台机组合用一个控制室，大多布置在两台锅炉之间或两台机组之间的除氧煤仓框架内。也可以按建设规模布置在汽机房的固定端、若干台机组中间或汽机房外侧柱外的适当位置。当采用集中（单元）控制室布置方式时，对设有多个单元控制室的发电厂，通常将集中控制室设置在第一控制室，其他控制室内设有监视设备。

集中控制楼一般分为三层：控制层通常与主厂房运转层标高相同（见图 1），控制室层下为穿行电缆的夹层，底下一层或两层布置厂用配电装置、蓄电池室、柴油机室和辅助设施等（见图 2）。

网络控制室 用于布置监控升压站及输电线路的电气设备，一般布置在升压站附近设置的网络控制楼内。当采用集中控制方式时，不单独设置网络控制室，而将监控功能移至单元控制室。根据需要在升压站附近设布置升压站及输电线路的保护、控制装置机柜和监控系统机柜的网络控制继电器室。网络控制室只在电厂有特殊要求时单独设置。

辅助车间集中控制室 早期的火力发电厂辅助车间控制系统，一般设置各自独立的控制室。随着计算机控制系统及网络技术的发展，电厂的输煤、除灰、脱硫、水处理等辅助系统，根据设备运行监控的需要，采用集中监视与控制。可按系统设置的集中辅助车间控制室，大多与单元控制室合用集中控制室，布置辅助车间集中网络的操作员站，而在各车间内布置各工艺系统及设备的控制系统机柜。

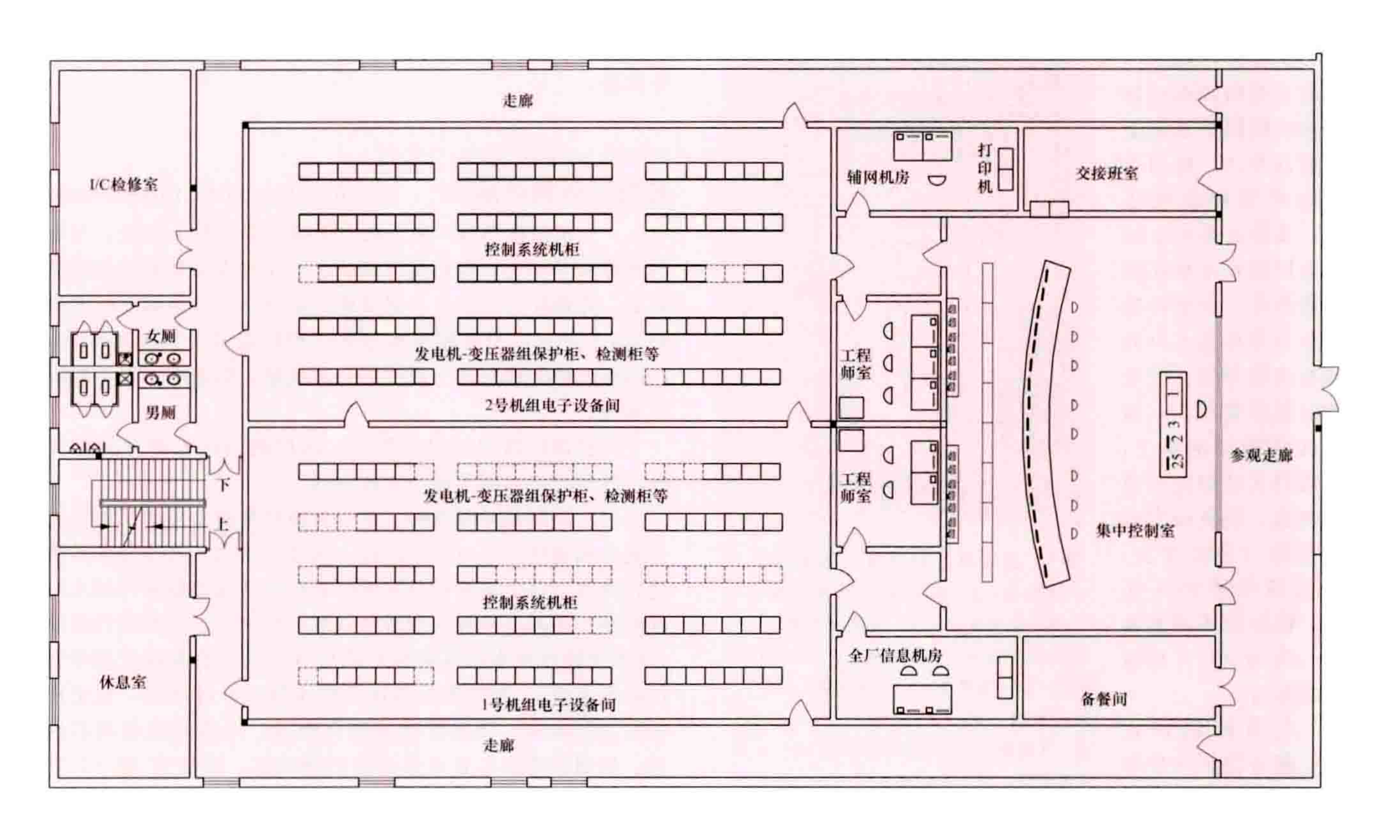


图 1 控制层（含电子设备间）布置图

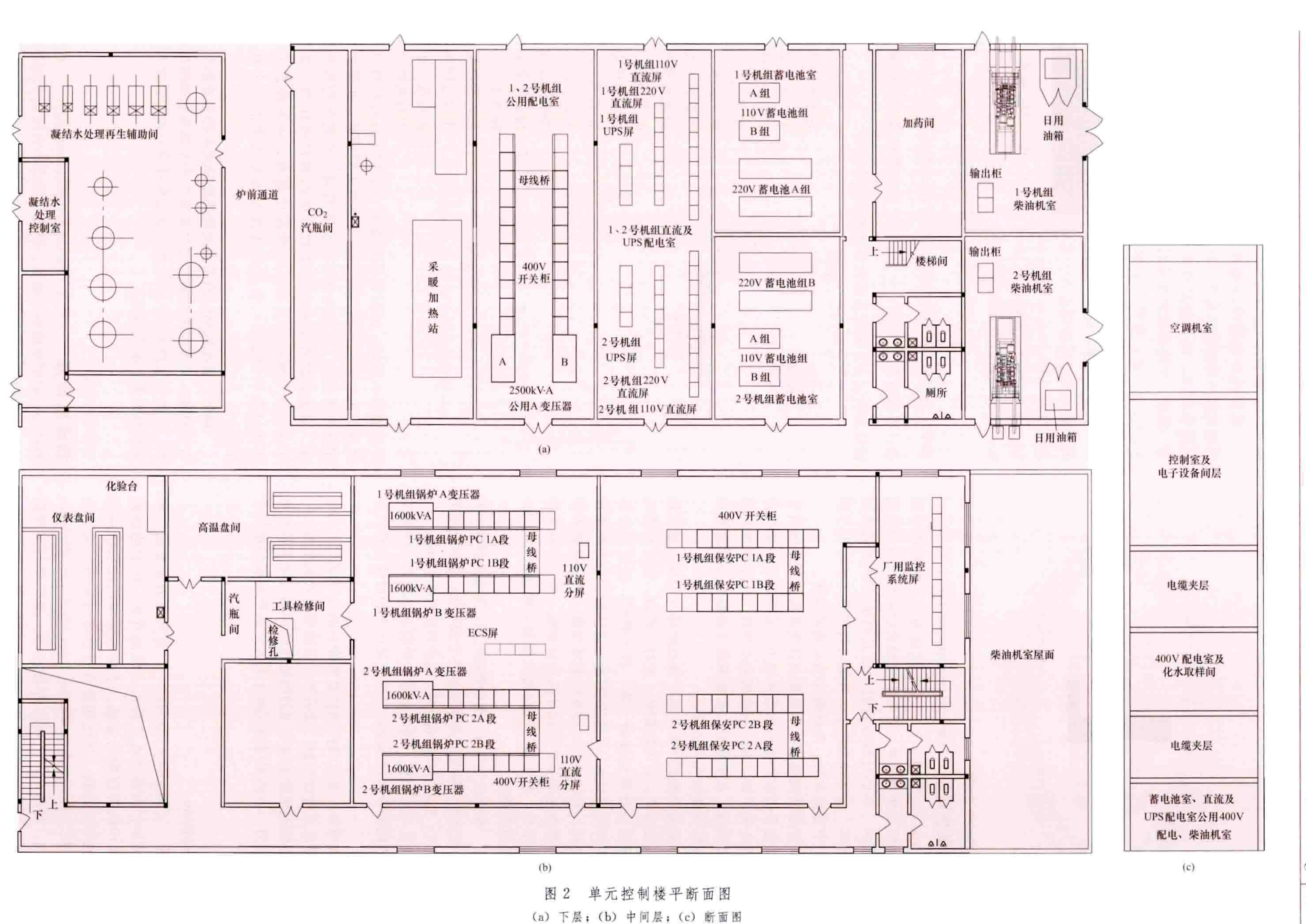


图2 单元控制楼平断面图

(a) 下层；(b) 中间层；(c) 断面图



laji fadian gongre guolu

垃圾发电供热锅炉 (refuse incineration boiler for power generation and heating) 以生活垃圾为主要燃料用于发电和供热的垃圾焚烧锅炉，主要有机械式炉排焚烧锅炉和流化床焚烧锅炉。单炉处理容量最大的是机械式炉排焚烧锅炉，应用较多、运行较为稳定，其最大特点是入炉垃圾不需分拣，适应中国高水分、低热值生活垃圾的现状。

机械式炉排焚烧锅炉本体通常由焚烧系统和余热回收系统组成。焚烧系统由炉排和燃烧室组成，采用专用于焚烧垃圾的挑推式往复炉排。余热回收系统由炉膛、水平烟道和尾部垂直烟道组成。水平烟道内布置两级过热器，尾部垂直烟道内布置省煤器和空气预热器。

炉排　采用挑推式往复炉排，通过炉排片的移动使垃圾在炉床上缓慢移动，并不断翻转、搅拌、松散，甚至开裂与破碎，以保证垃圾得到逐渐干燥、着火燃烧，直至完全燃尽。一般炉排均设计有一定的倾斜角，这样可以节约炉排移动的动力消耗。但垃圾有时会发生滑坡现象，造成燃烧不彻底。炉排的燃烧速率是炉排设计的重要参数，也是评价各种炉排的重要指标，对于确定的垃圾焚烧量，燃烧速率越高，所需的炉排面积越小。

燃烧室　使燃烧气体有一定的停留时间，完成各种成分的高温分解；有效利用烟气的热辐射加热干燥垃圾；组织合理的烟气流动工况，使各种气体成分良好混合并适当冷却烟气。

余热回收利用系统　利用布置在炉膛及烟道内的受热面吸收垃圾焚烧所释放的热能，产生一定压力和温度的蒸汽并用于发电。

污染物控制　为有效控制垃圾焚烧炉烟气排放造成二次污染，需要重点考虑控制二噁英等有毒物质排放的措施。一方面从燃烧机理角度采用合理的燃烧参数抑制二噁英等有毒物质生成；另一方面利用烟气净化系统中活性炭在尾部吸收处理。

Langken xunhuan

朗肯循环 (Rankine cycle) 蒸汽动力装置的一种基本热力循环，由蒸汽在汽轮机（或蒸汽机）中的绝热膨胀、凝汽器中的等压凝结放热、水在水泵中的绝热压缩以及锅炉中的等压加热、汽化和蒸汽过热等过程所组成，系苏格兰人 W. J. M. 朗肯（William John Macquorn Rankine，1820—1872，见图 1）于 1854 年提出的。最简单的实现朗肯循环的蒸汽动力装置系统及朗肯循环的压-容（p-v）、温-熵（T-s）图如图 2 所示。

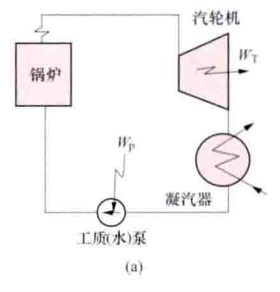


图 1　W. J. M. 朗肯

朗肯循环的输出净功等于汽轮机做的功扣除水泵功。对照装置系统图，设各特征点的压力、温度、比体积和比焓分别为 p_j、t_j、v_j、h_j，角码 j 表示特征点的序号 1、2、3 或 4。根据热力学第一定律，对于单位质量的工质，汽轮机的功为 h_1-h_2，水泵功为 $h_4-h_3\approx p_4v_4-p_3v_3\approx v(p_4-p_3)$，锅炉的吸热量为 h_1-h_4，则，朗肯循环的热效率为

$$\eta_R=\frac{(h_1-h_2)-v(p_4-p_3)}{h_1-h_4}$$

式中 v 为液态工质的比体积。在蒸汽的参数不高时，泵功很小，可以略去，即 $\eta_R=\frac{h_1-h_2}{h_1-h_4}$。计算所需焓值可以根据各特征点的压力、温度从蒸汽表或焓熵图中查得。



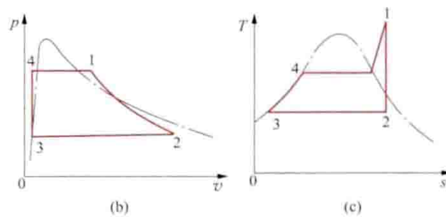


图 2　朗肯循环

(a) 装置系统图；(b) 压-容（p-v）图；(c) 温-熵（T-s）图

要提高朗肯循环的热效率，应设法提高工质吸热过程的平均温度。由于工质在锅炉中发生由液态到汽态的相变过程，温度和压力是有依变关系的，所以为提高吸热过程平均温度就必须提高压力。另外，提高锅炉出口过热蒸汽的温度，也能提高吸热过程平均温度，所以，同时提高初参数（锅炉出口过热蒸汽温度和压力）是提高朗肯循环热效率的主要措施。正确地采用蒸汽再过热（见再热循环）也能提高工质的平均吸热温度，对提高朗肯循环的热效率也能起到积极作用。采用回热循环可使锅炉入口工质的温度提高，从而提高工质吸热过程平均温度，也是提高朗肯循环效率的一个有效措施。

降低工质在凝结时的温度是提高朗肯循环热效率的另一有效措施。当今的大型蒸汽动力装置几乎无例外地采用凝汽器，有的还采用多压式凝汽器，这是保证蒸汽动力装置具有高的热效率的必要措施。

laozhaji jianxiu

捞渣机检修 (slag machine maintenance) 对捞渣机进行的定期检验与维修。捞渣机是将炉内燃烧生成并经冷却、裂化后的炉渣输送到炉外的重要设备，其安全性和设

备可靠性直接影响到机组的稳定运行。除日常的巡检、消缺外，必须根据捞渣机运行状态并结合机组检修规模进行捞渣机检修。

捞渣机刮板、铸石板、链条检修　主要有：①刮板，应注意测量、检查弯曲度及长度，对刮板上下面的耐磨条进行测量，超标的及时更换；②铸石板（或耐磨钢板），注意日常铸石板的厚度测量工作，磨损量达1/3时应详细记录，并确定检修、更换计划，磨损超过1/2时应进行更换；③链条、接链器磨损量测量，根据更换标准进行更换，对于不明原因造成的磨损应查明原因，采取相应措施。

驱动轮、导轮、张紧轮检修　主要有：①驱动轮、导轮、张紧轮检查，注意检查导轮磨损量，采用同轴导轮的应注意配装位置情况；②驱动轮及护板磨损量测量，超标的进行调整或更换。

液压马达、动力油站检修　主要有：①液压马达或驱动电动机应做详细检查，有异声的应查明原因，并采取措施；②动力油站油过滤器滤芯应定期更换，定期或在检修时对液压油进行化验，不合格的进行更换；③油泵应定期维检，骨架油封应按规定进行更换，油位计、温度计等测量元件应定期校验。

尾部张紧装置检修　主要有：①尾部张紧油滤、空滤等按规定进行更换，液压油应定期化验，不合格的进行更换；②蓄能器压力应定期检查并调整适中；③油泵联轴器连接件应结合检修或定期检查，磨损超标的进行更换；④张紧油缸内外漏检查，遇有泄漏应及时进行密封圈的更换工作。

捞渣机各管路及阀门检修　主要有：①液压油管道应无外泄，各接口处密封圈应完好；②围堰槽及溢流管应结合结垢情况或机组检修做好定期清理，防止捞渣机满水事故；③补充水、冲洗水管道阀门应无堵塞、内外漏，否则应结合缺陷情况及时处理。

laodong anquan yu zhiye weisheng

劳动安全与职业卫生

（labour safety and industrial hygiene）　为保证安全生产、消除有毒有害物质危害、改善劳动条件、保护劳动者在生产中的安全和健康，在设计中采取的对策和防护措施。

设计要贯彻“安全第一、预防为主”的方针。劳动安全卫生设施必须符合国家规定的标准，需与主体工程同时设计、施工、投入生产和使用。

在各设计阶段，对劳动安全与职业卫生相应有不同内容深度要求的设计工作。

可行性研究阶段　说明发电厂与毗邻企业和居民区之间存在的潜在劳动安全和职业卫生危害因素，相互间防护距离是否符合相关标准要求；说明所在地区自然因素可能引起危害的防护措施；提出劳动安全与职业卫生论证意见，并建议建设单位开展劳动安全和职业卫生专题评价工作。

初步设计阶段　编制劳动安全和职业卫生专篇。主要内容包括：

（1）概述。说明项目进展情况、安全预评价及职业病危害预评价完成情况、项目区域概况、工程概况。

（2）劳动安全与职业卫生设计方案。包括设计依据、厂址安全卫生工程、总平面布置及建筑物的安全卫生设计、工艺系统安全卫生防护和设计等。

（3）厂址安全卫生工程。说明工程防治泥石流、山体滑坡、地震危害、洪涝灾害、毗邻企业危害、所在地地方病危害的措施。

（4）总平面布置及建筑物的安全卫生设计。说明厂区的危险区域分布及安全卫生措施，重点是液氨储存区、制（储）氢站、油库区的安全卫生措施；说明厂内道路设计，人、物流分开，消防相关指标和数据；说明平台、扶梯、地面孔洞、通道布置的安全设计和建（构）筑物的空调、消防、排烟设计；说明输煤综合楼、卸煤站、转运站、储煤设施和栈桥、升压站等建筑物的安全及消防设计。

（5）工艺系统安全卫生防护设计。在分析主要危险因素的基础上，辨识重点危险源，并提出相应的安全卫生措施。锅炉及辅助系统应考虑防治爆炸、火灾、高温和煤粉危害；除灰渣系统应考虑噪声和机械伤害；电气系统应考虑防触电、防雷击；化学水处理系统应考虑防中毒、腐蚀；水工部分应考虑防坠落、防溺毙。

（6）劳动安全与职业卫生机构设置及投资。提出机构设置方案，统计安全卫生投资额。

（7）结论与建议。对劳动安全与职业卫生设计作出总体评价，提出下阶段工作问题和建议。

施工图设计阶段　根据初步设计审定的原则，逐一完成具体设计。

Lexiatelie yuanli

勒夏特列原理

（Le Chatelier principle）　1888年由法国化学家勒夏特列提出，用于定性地判断化学平衡移动方向的理论，也称平衡移动原理。化学平衡是在一定条件（温度、压力）下建立的。把化学平衡状态的某一因素加以改变，将使平衡的状态点发生移动。勒夏特列原理确认：平衡移动的方向应是力图抵消这一改变所造成的效果。

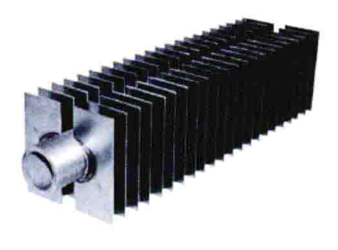
根据这一原理可以推知：对于一个吸热的化学反应，提高温度将有助于使反应进行得更完全，因为反应的进行有助于抵消温度升高的影响；反之，如为放热反应，提高温度反而会使反应进行得更不完全。燃烧是典型的放热反应，所以温度过高，生成物的离解度提高，将使燃烧反应趋于更不完全。压力对于反应的影响也可以根据此原理推断。比如对于理想气体化学反应，如果反应的结果使物质的总摩尔数减少，那么增加压力将使反应趋于完全，以抵消压力增加的影响。勒夏特列原理虽是定性的论述，但是实用性很强，而且也容易理解。至于平衡移动的定量计算，则需要借助于化学平衡的理论。

lei de daore

肋的导热

（heat conduction through a fin）　采用肋片（见图）以扩展换热面、降低热阻，从而强化传热的一种方式。肋的导热实际上是综合地研究肋片本身的导热以及肋片与周围流体的对流换热，以期得到肋片增强传热的最佳效果。在许多换热设备或动力设备中，例如内燃机的气缸或水箱、暖气片、蒸发器或冷凝器等，传热表面常做成带肋的形式。

对于一个传热过程，如果固体壁两侧与流体之间的对流换热系数相差比较悬殊，则在对流换热系数较小的那一侧的热阻就比较大，肋片就应安装在该侧。如果固体壁两侧的对流换热系数都很小，可在两侧都安装肋片。肋壁有直肋和环肋两类，肋本身又可分为等截面的和变截面的。肋片可以直接铸造、轧制或切削制成，也可以缠绕金属片并经加工而制成。肋片的材料可以和固体壁的材料相同，也可以不相同，但一般都选用 ρ/λ（即密度与导热系数的比值）比较小的材料，例如铝或铝镁的合金。当肋片位于低温一侧时，可不考虑其辐射换热，此时肋片的热传导与对流换热综合作用的微分方程式为



肋片

$$\frac{\mathrm{d}}{\mathrm{d}x}\left[\lambda F(x)\frac{\mathrm{d}\theta}{\mathrm{d}x}\right]-hP(x)\theta=0$$

式中 λ 和 h 分别为肋片材料的导热系数和肋片与周围流体的对流换热系数；$F(x)$ 是肋的截面积，对等截面肋，$F=$常数；$P(x)$ 是肋片在 x 截面处的周边长；$\theta=T-T_f$，是肋片温度相对于流体温度的过余温度。给定肋片根部 $x=0$ 处的温度 θ_0 和肋片端部 $x=L$ 处的相应边界条件就可以得到沿肋片的温度分布。对不同形状的肋片，其温度分布可从参考资料中查到。

当肋片位于低温侧时，一般从根部起沿肋片温度逐渐下降，所以肋片表面的平均温度 T_m 低于肋根的温度。肋片表面平均温度的高低直接影响肋片表面的对流换热量。用肋片效率 η_f 可以衡量肋片散热的有效程度，它定义为在肋片表面的实际散热量 Q 与假定整个肋片表面都处在肋根温度时的理想散热量 Q_0 的比值，即

$$\eta_f=\frac{Q}{Q_0}=\frac{hPL(T_m-T_f)}{hPL(T_0-T_f)}$$

对于不同形状的肋，肋片效率可从有关资料中查到。

由理论分析可以得到重量相同而传递热量最多的最佳肋片尺寸。最佳厚度和最佳长度分别为

$$\delta_{opt}=C_\delta\frac{1}{h\lambda}\left(\frac{Q_0}{\theta_0}\right)^2$$

$$l_{opt}=C_l\frac{1}{h}\left(\frac{Q_0}{\theta_0}\right)$$

式中系数 C_δ 和 C_l，对于等截面直肋分别为 2.528 和 1.596；对于三角形肋分别为 3.310 和 1.684。可见，同样的 Q_0/θ_0 和 h，都使用最佳尺寸，三角形肋的质量为最轻。一般肋的形状都采用近似三角形的梯形。

参考书目

章熙民，任泽霈，梅飞鸣．传热学．北京：中国建筑工业出版社，2007.

lengqueshui chuli

冷却水处理

(cooling water treatment)　为防止冷却水系统的设备与管道结垢、腐蚀和黏泥沉积，保证管道的通畅、冷却设备的传热效率和系统的稳定运行而对冷却水采取的技术措施。火电厂冷却水系统有贯流式（或直流式）、开式和闭式循环冷却，主要的热交换器是材质为铜合金、钛或不锈钢的凝汽器。

防垢处理　主要有内部处理法和外部处理法两类。（见冷却水防垢处理）

防腐蚀处理　对凝汽器管，防腐蚀的主要方法有：①根据冷却水质选用凝汽器管材；②做好防垢和防黏泥沉积处理，避免发生沉积物下腐蚀；③添加缓蚀剂，使凝汽器管内表面形成各类保护层或防腐蚀覆盖层；④采用电化学保护，防止因凝汽器水室、管板和管材材质不同而引起的电化学腐蚀。

防生物污染处理　防生物污染处理是指防止冷却水系统设备和管道形成黏泥沉积。火电厂一般采用加氯处理，对于补充水为地表水，尤其是城市再生水时，需要配合添加非氧化性杀菌剂如异噻唑啉酮处理等，以防止生物污染。（见冷却水防生物污染）

旁流处理　当要求浓缩倍率较高时，在综合考虑环境空气含尘量、补给水水质等因素，经技术经济比较合理时，可选用循环冷却水旁流处理工艺。旁流处理工艺通常有过滤、弱酸处理、脱盐处理等几种。

凝汽器胶球清洗　火电厂从20世纪50年代开始应用凝汽器胶球清洗技术，现已普遍应用。凝汽器胶球清洗虽然不能代替防垢处理和防腐蚀处理，但是它与防垢及防腐蚀处理的适当结合，可以获得更好的效果，也是冷却水处理的有效技术措施之一。

lengqueshui fanggou chuli

冷却水防垢处理

(scale prevention in cooling water system)　防止冷却水系统表面结垢的水处理技术。在火电厂的直流冷却系统中一般不结或较少结硬垢，仅有生物污染。在开式循环冷却系统中，冷却水在冷却塔（池）因蒸发浓缩，其中结垢性离子达到过饱和会析出结晶，在凝汽器管水侧等处结成水垢。冷却水系统结垢会影响传热效率，造成凝汽器真空下降，燃料消耗增加，严重时，还会限制汽轮机出力。冷却水系统中最常见的垢是碳酸钙水垢，另有硫酸钙垢、硅酸钙垢、碳酸镁垢等。不常见的水垢有氢氧化铁垢、磷酸钙垢、氟化钙垢等。在水资源日趋紧张的情况下，冷却水利用的趋势是利用较低质量的水源（如再生水）和提高浓缩倍率，达到少排污甚至零排污；在处理技术上已从单纯防垢处理发展到防垢同时防腐、防生物污染的处理方式。

影响水垢形成的因素　水垢的形成与水中结垢物质的含量、水温、水的流速和水的pH值等因素有关。

结垢物质浓度　主要是不溶性钙盐，如碳酸钙、磷酸钙的浓度。碳酸钙的溶解度常温时远远低于重碳酸钙。其平衡反应为：$Ca(HCO_3)_2=CaCO_3\downarrow+H_2O+CO_2\uparrow$，如果水中 HCO_3^- 浓度大，促使平衡向右移动，这种水就会结垢；如果水中 CO_2 含量高，促使平衡向左移动，这种水对碳酸钙有溶解性；当 HCO_3^-、CO_3^{2-}、CO_2 三者处于平衡时，水质稳定，不结垢，腐蚀性小。在开式循环冷却系统中，冷却水不断蒸发浓缩，CO_2 在冷却塔散失，水质超过极限值，引起结碳酸钙垢。而磷酸钙仅当采用磷化处理不当，水解生成正磷酸盐时才可能形成磷酸钙垢。

水温　提高温度，会加速垢的形成。特别是碳酸钙，随着温度升高，碳酸钙溶解度降低，且 CO_2 逸出，易形成水垢。循环冷却系统水温一般小于 50℃。

流速　流速太低，垢易沉积；流速太高，管材易磨损。冷却水流速一般在 1～2m/s，最低不低于 0.5m/s，其高限视凝汽器管材决定。

pH 值　通常 pH 值越高，矿物盐沉积倾向越大，仅二氧化硅相反。如磷酸钙，钙硬超过 5mmol/L，pH 值高于 7，即使磷酸根含量仅为 5mg/L，也可能结垢。对碳酸钙，主张控制 pH 值略低于饱和指数。

判别结垢方法　停机检查是判别是否结垢最直接可靠的方法。在运行中判别，有饱和指数法、稳定指数法、安定度法和运行数据分析等。

饱和指数法　郎格里尔（Langlier）饱和指数（LSI）可用来判断直流冷却系统水的结垢或腐蚀倾向。$LSI = pH_{实测} - pH_S$，式中 pH_S 为水中 $CaCO_3$ 饱和时的 pH 值。当 LSI＞0 时，$CaCO_3$ 过饱和，有结垢倾向；LSI＝0，水处于平衡状态，不结垢，也不腐蚀；LSI＜0，则 $CaCO_3$ 不饱和，有溶解碳酸钙的腐蚀倾向。

稳定指数法　雷兹纳尔（Ryznar）稳定指数（RSI）用于开式循环冷却系统。$RSI = 2pH_S - pH_{实测}$，RSI＜6.0，有结垢倾向；RSI＝6～7，基本稳定状态；RSI＞7，有腐蚀性。

安定度法　将水经过粒状碳酸钙过滤层，测定过滤前后水的碱度、钙或 pH 值。如过滤前水质的数值大于过滤后数值，则水不安定，有结垢倾向；反之，则有腐蚀倾向；若二者相等，水处于稳定状态。

运行数据分析　在同一汽轮机负荷下，比较排汽温度与循环冷却水出口水温，如温差逐渐增大，说明凝汽器已结水垢。

极限碳酸盐硬度　冷却水系统浓缩倍率 φ 计算式为

$$\varphi = P/(P_2 + P_3) = 循环水含盐量/补充水含盐量$$
$$= 循环水\ Cl^-/补充水\ Cl^-$$

式中 P 为补充水量占循环水量的百分率，$P = P_1 + P_2 + P_3$；P_1 为蒸发损失，%；P_2 为风吹泄漏损失，%；P_3 为排污损失，%。冷却水浓缩到一定程度，盐类达到平衡，此值为最大盐量，浓缩倍率可用盐量计算。

对于碳酸盐硬度来说，在达到盐量平衡前已开始分解，此时的碳酸盐硬度称为极限碳酸盐硬度。水中 CO_2、悬浮物和有机物都对极限碳酸盐硬度有影响。一般可控制以 Cl^- 计算的浓缩倍率与以碳酸盐硬度计算的浓缩倍率之差不大于 0.2。

防垢处理的方法　防垢处理要求控制循环冷却水中碳酸盐硬度低于极限碳酸盐硬度。不同水质和处理方法，极限碳酸盐硬度也不同，需通过试验确定。防垢处理有排污法、外部处理法和内部处理法等，可根据水资源、水质、循环水处理工艺、环境保护以及安全和经济性来决定。

排污法　水资源充足，补充水经浓缩后碳酸盐硬度低于循环冷却水的极限碳酸盐硬度，其排污水又可充分利用（如水力冲灰）时，优先采用此法。

内部处理法　常用的有加酸和添加水质稳定剂处理。内部处理需适当结合排污法。

（1）加酸处理法适用于碳酸盐硬度较大的补充水。加酸中和部分碱度，通常加硫酸提高循环水浓缩倍率，使循环水碳酸盐硬度低于其极限值。此法简便，但浓缩倍率不太高，并应注意防止 SO_4^{2-} 过高侵蚀硅酸盐水泥。

（2）添加水质稳定剂处理时，应综合考虑防腐、防污和防垢，并结合适当排污。阻垢机理是结晶过程的去活化、晶格畸变和分散作用，即阻止晶体生长和阻碍形成大晶体，从而起分散作用，提高碳酸钙过饱和度。无机磷酸盐处理，早期常用六偏磷酸钠，后改用三聚磷酸钠，在高浓缩倍率下不宜使用，因其水解产物为正磷酸盐，可引起结垢。因磷酸盐能促进藻类生长，故应同时采取杀菌处理。有机磷处理，因其水解率较低，稳定效果高于无机磷酸盐，已取代聚磷酸盐，但成本较高。常用的有膦酸盐和膦酸酯，如氨基三甲叉膦酸（ATMP）、1-羟基—乙叉 1、1-二膦酸（HEDP）、乙二胺四甲叉膦酸（EDTMP）等。由于膦酸盐是弱络合剂，对铜和铜合金有一定的腐蚀作用，添加铜腐蚀抑制剂如 MBT（2-巯基苯并噻唑）可得到抑制。聚羧酸处理，有聚丙烯酸、聚丙烯酸钠、聚马来酸和聚马来酸酐等。绿色阻垢剂处理：绿色阻垢剂是应用绿色化学概念和原理的药剂。绿色化学是指用化学的技术和方法，从根本上减少或消除对人类健康和环境有害的原料、产物、副产物、溶剂等的生产和应用。绿色阻垢剂有聚天冬氨酸（PASP）、聚环氧琥珀酸（PESA）等，使用成本较高。为获得更好的稳定效果，多采用复合处理，如加酸和水质稳定剂复合处理；各种水质稳定剂的复合处理，如聚磷酸盐和有机膦，聚丙烯酸和各种有机膦酸盐等，都能提高浓缩倍率。水质稳定剂在向多元共聚物发展，以提高缓蚀和阻垢效果。

外部处理法　有石灰处理、弱酸阳离子交换处理、反渗透脱盐处理等。当水质较差，水源短缺或用水量大时采用。大型火电厂循环冷却水外部处理法和锅炉补给水预处理在条件合适时可结合进行。

（1）石灰处理法。用石灰处理降低补充水碳酸盐硬度，然后加酸调节 pH 值或加阻垢剂处理。此法优点是水质适用范围广、有成熟的运行经验、运行费用较低。缺点是系统设备复杂、需解决石灰纯度问题。

（2）弱酸阳离子交换处理。除去补充水碳酸盐硬度，水质适用范围广，运行操作简单，但运行费用较高、再生废液处置麻烦。

（3）反渗透脱盐处理。对于要求循环水浓缩倍率较高的情况，用反渗透将部分补充水进行脱盐处理，再与其余补充水混合使用，需根据补充水水质、水资源、循环水处理工况、合理的经济比较，确定合适的反渗透脱盐处理比例。该方法提高了循环水系统的运行环境，运行成本较高。

外部处理法可显著降低补充水的碳酸盐硬度和提高循环冷却水的浓缩倍率，节约用水。

发展简况　冷却水防垢处理从 20 世纪 30 年代开始，多采用加酸处理。1936 年郎格里尔提出用饱和指数法判断结垢。30 年代末，提出添加剂最低浓度称“阈值”。40 年代开始研究生物污染，雷兹纳尔提出稳定指数公式。中国的火电厂，40 年代曾采用石灰处理法。50 年代初期曾先后采用六偏磷酸钠、炉烟和加酸处理防止碳酸盐水垢，用次氯酸钙防

止藻类和微生物繁殖。70年代，炉烟处理因出现冷却塔结垢、处理系统腐蚀和堵灰等问题而逐渐减少，并开始采用水质稳定剂和加酸复合处理等，微生物则用液态氯处理。80年代，水资源缺乏，水质遭受污染，要求提高循环冷却水浓缩倍率，采用外部处理法如石灰处理和弱酸阳离子交换处理，并研究和应用了新的各种水质稳定剂及其复合处理。21世纪初，高浓缩倍率（6倍以上）的稳定处理技术取得了突破，但仍属需要进一步研究的课题。

参考书目

高秀山. 火电厂循环冷却水处理. 北京：中国电力出版社，2002.

lengqueshui fang shengwu wuran

冷却水防生物污染 (biological pollution prevention in cooling water system) 防止冷却水中的生物在热交换器水侧表面、管道内壁及水工构筑物中附着、生长、繁殖，导致传热效率降低、腐蚀加速和流体阻力增大的措施。冷却水中的生物由补充水和空气中带入。

生物污染类型 生物污染分微生物污染和大生物污染两类。

(1) 微生物污染。在冷却水系统中构成危害的微生物有细菌、真菌和藻类。细菌中的铁细菌、硫酸盐还原菌、硝化细菌和硫细菌能和水中某些无机化合物发生作用，其转化产物或沉积于受热面，或呈酸性，造成传热受阻，局部腐蚀加速。真菌的种类很多，冷却水中常见的多为藻状菌纲中的水生真菌，如水霉菌、绵霉菌等。它们繁殖后形成绵团状，可到处附着，堵塞管道，使冷却塔的木质构件霉烂。藻类主要有硅藻、绿藻、蓝绿藻。它们在冷却构筑物中由于光合作用生长繁殖，并随冷却水进入凝汽器中形成黏泥，促进固体物质的附着和结垢。另外，多种微生物共同作用下，在冷却塔填料等构件上形成黏泥等固体附着物，加大水流阻力，严重时可压垮填料架。

(2) 大生物污染。主要指进入冷却水系统中较大的海生物和淡水有机体，如贻贝、蛤蚌、藤壶、蚝等。它们可在流速较低的水工构筑物中存留、生长繁殖，造成危害。

防治方法 分为物理方法和化学方法两类。物理方法主要有设置多种过滤装置、采用压缩空气吹扫、高压水冲洗、机械刮除、胶球清洗、热处理或在管道内壁涂刷抗污染漆等。化学方法是向冷却水中投加杀菌剂，使微生物中毒死亡，或控制其生长繁殖，脱离金属表面随水排出系统。杀菌剂分氧化性和非氧化性两种，可用的有氯气、次氯酸盐、二氧化氯、季胺化合物、乙基大蒜素、异噻唑啉酮、新洁尔灭等。氯是常用的经济、有效的杀菌剂，与水反应能生成次氯酸，可进入微生物细胞内层破坏其新陈代谢，导致细胞死亡。可用加氯机间断或连续将氯加入冷却水中，并控制凝汽器出口游离氯含量符合标准规定。在使用城市再生水的循环水系统中，一般投加二氧化氯，避免投加时氯气易生成难降解的三氯化铵、氯酚等致癌物质，有利于健康环保要求。在冷却水处理系统转至碱性方式的情况下，由于氯在较高pH值下效率不高，采用溴化物和非氧化性杀菌剂是发展趋势。由于微生物具有抗药性，交替使用氧化性和非氧化性杀菌剂，可以提高杀菌效果。

参考书目

齐冬子. 敞开式循环冷却水系统的化学处理. 北京：化学工业出版社，2006.

lengqueshui xitong

冷却水系统 (cooling water system) 向火电厂凝汽器及其他附属设备持续提供数量、温度和水质符合要求的冷却水供水系统。又称为湿式冷却水系统，简称湿冷系统，以区别电厂干式空气冷却的空冷系统。冷却水系统设计的重点是系统选择，水源选择，水量、水温、水质的确定，以及系统优化。

系统选择 发电厂冷却水系统按循环方式分为直流冷却水系统和循环冷却水系统。根据国家节能减排政策、水源条件和电厂规划容量，通过技术经济比较确定。当地表水源充足且靠近厂址，供水高差不大时，一般采用直流供水系统；当枯水季节流量不足，但水温较低时，可采用掺混部分温排水的混流系统；在水源不足地区，或水源虽充足但采用直流供水系统在技术上困难或不经济时，选择采用循环供水系统；当地表水源在大部分时间内流量满足直流供水量，仅个别季节水量不足，而取水条件又很有利时，可采用兼具直流冷却和循环冷却两种设施的混合供水系统。在中国，北方缺水地区的湿冷电厂普遍采用循环供水系统；南方或海滨电厂较广泛采用直流系统；有些地区火电厂因温排水原因也采用了循环供水系统。

对大容量机组一般采用单元制或扩大单元制供水系统，每台机组按总出力为最大计算流量配置2～3台循环水泵及1条进、排水管沟。

水源选择 水源是建厂条件中重要的因素，决定着发电厂的规划容量、厂址位置和冷却方式等。电厂水源必须选择水量充沛可靠、原水水质较好、尽可能靠近厂址的水源，应考虑取排水对水域的影响及其他用户对电厂取水的影响。水源的开发和利用需符合全厂总体规划，并取得水资源主管部门的同意。可选择江河、湖泊、水库、海湾等地表水、地下水或矿井疏干水作为水源，为节约淡水资源，有条件时经过论证可优先采用城市再生水作为循环冷却水补水和工业用水，但需有备用水源。

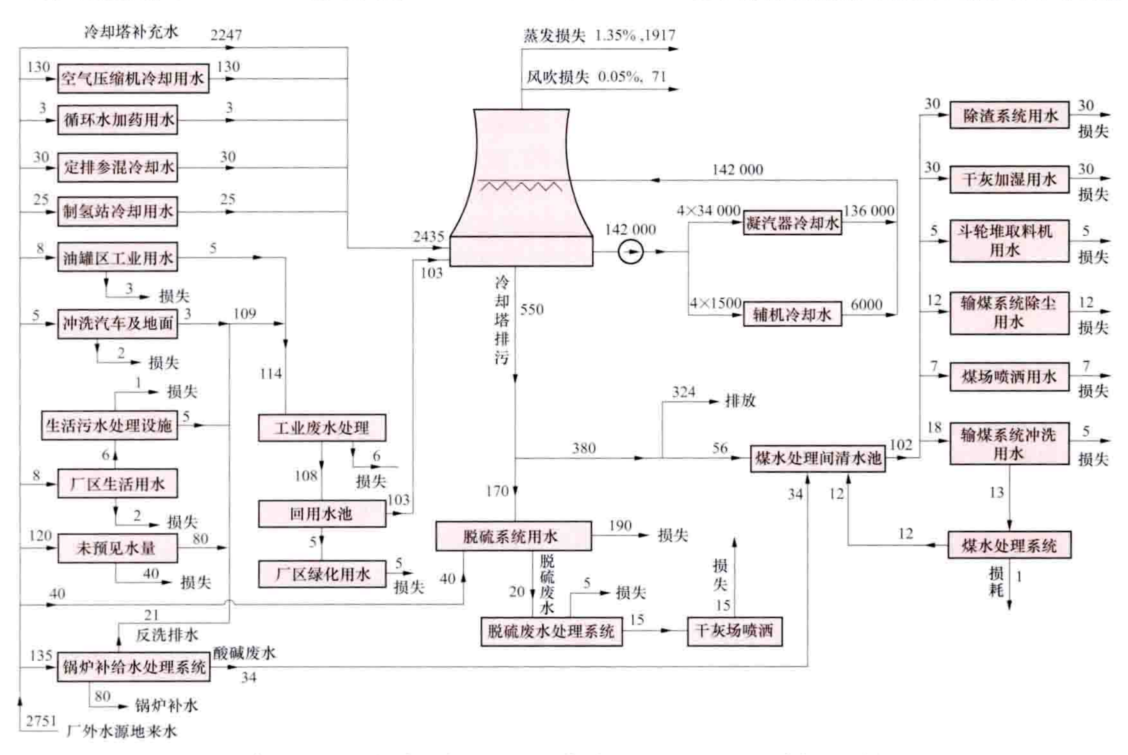
地表水作为水源时必须全面掌握水源的河（海）床和河（海）岸的地形、地质和稳定性，水文特征和动力特性，泥沙杂物特性，航运情况和河流规划，取排水对水产和生态的影响等因素，选择取水地点和取水构筑物的型式。水源的取水设计保证率按枯水年核算为97%，扣除生态用水量和地区工农业规划用水量时，所取水量能满足发电厂满发需要，可分阶段通过数值模拟计算和物理模型试验论证取水的可靠性。当水量充足时，地表水可直接用于凝汽器冷却水，其他生产用水和生活用水通常需经处理后方可应用。

地下水源根据水文地质勘察报告进行设计；在枯水年或连续枯水年进行水量平衡确定取水量，设计取水量不得大于允许开采储量。取水需按水文地质条件确定布井方案，留有15%～20%的备用量。北方缺水地区的发电厂生产用水禁用地下水。

水量、水温和水质 发电厂的用水量由凝汽器循环冷却水量和各附属设备冷却水，以及生产、生活、消防等水量组

成，通常以全厂水量平衡图（见图）显示。凝汽器冷却水量按优化计算确定，一般为最大凝汽量的45～75倍，称为“循环倍率”。发电厂的耗水量包括生产、生活的补充水量及未可预计用水量，以单位装机容量的耗水指标衡量，300MW以上机组的循环冷却水系统小于或等于0.7m³/(s·GW)；直流冷却水系统或海水循环冷却水系统小于或等于0.1m³/(s·GW)。

直流冷却水系统采用水源的最高计算冷却水温为多年水温最高时期（夏季3个月）频率为10%的日平均水温，并考虑温排水对取水水温的影响。循环冷却水系统采用按湿球温度频率统计法计算的频率为10%的日平均气象条件计算决定。冷却设施的补给水量依冷却设施的类型而定。大型电厂直流冷却水系统每1000MW需水量约为30～40m³/s，循环冷却水系统每1000MW耗水量约为0.5～0.8m³/s。



发电厂全厂水量平衡图（电厂容量：4×300MW；单位：m³/h）

根据生产工艺、生活、消防等用水的要求确定，防止供水系统内产生沉淀、结垢、磨损和腐蚀。其中直流冷却水系统需清除水草杂物和粗硬的砂粒，采取防止水生物滋长的措施。循环冷却水系统补充水悬浮物含量不超过20mg/L，pH值为6.5～9.5，否则需进行预处理。

系统优化　根据汽轮机特性、系统布置，结合冷却水系统特性，对汽轮机背压、凝汽器面积、冷却水量、水泵参数和进排水管沟的优化、经济的配置，求得冷却水系统的最佳组合方案。直流冷却水系统需根据多年月平均水温、水位及温排水影响进行优化；循环冷却水系统需根据多年月平均气象条件进行优化，并对冷却塔等冷却设施选型。

系统优化需多方案水力、热力及经济比较，通常采用年费用最小法。年费用由经济使用年限内总投资年固定分摊费用和年运行费用两部分构成。

lengqueta

冷却塔　(cooling tower)　将冷却介质在装置中与空气直接或间接接触，通过蒸发和（或）对流把冷却介质携带的热量散发到大气中的冷却设施。

冷却塔类型　冷却塔按通风方式分为自然通风冷却塔和机械通风冷却塔。按气、水流动方向又可分为逆流式和横流式。逆流式冷却塔的水流垂直向下，气流向上，逆向运行。横流式冷却塔的水流垂直向下，气流沿水平横向穿过水流，交叉运行。按冷却介质是否与空气直接接触，可分为湿式冷却塔和干式冷却塔。

自然通风冷却塔　以塔筒内外空气密度差形成的上浮力为动力，使塔内空气向上自然对流、冷却水流向下的循环水的冷却设施。具有节省电耗、运行维护工作量小、性能稳定、排出的湿热气流对环境影响小等特点，在火电厂广泛采用，但造价相对较高。其内部结构见图1。

逆流式自然通风冷却塔在中国广泛应用，塔筒为钢筋混凝土双曲线旋转形壳体，塔筒荷重由壳体底部沿圆周均匀分布的支柱承受，支柱间构成进风口。底部为集水池（见图2）。塔芯由淋水构架、淋水填料、配水系统和除水器等组成：①淋水构架，塔内各组件的支承体系。②淋水填料，循环冷却水和空气进行热、质交换的中心部件，布满塔内整个平面，冷却塔淋水面积以淋水填料顶部标高处的面积定义，以此衡量自然通风冷却塔的冷却能力。淋水填料型式有点滴式、薄膜式和点滴薄膜式，使用较多的是薄膜式填料。填料可采用塑料、钢丝水泥、木材或石棉水泥、陶瓷制作。20世纪70年代后，聚氯乙烯塑料片状薄膜式填料逐渐在大、中型冷却塔中广泛应用。塑料填料的片型，在中国现阶段主要有折波、斜波、复合波。③配水系统，将循环水均匀分配和喷洒到淋水填料上的设施，有管式、槽式和管槽结合式。

横流式自然通风冷却塔是由塔筒、进风口、百叶窗、配水装置、淋水填料、除水器和集水池等组成的。横流式冷却塔的塔筒和集水池的结构及造型与逆流式冷却塔基本相同，进风口高度等于整个淋水填料的高度。配水装置一般采用池式，由配水管、流量控制阀、消能箱、配水池和配水喷头或配水孔嘴组成。配水池顶设盖板，避免水池在光照下滋生微

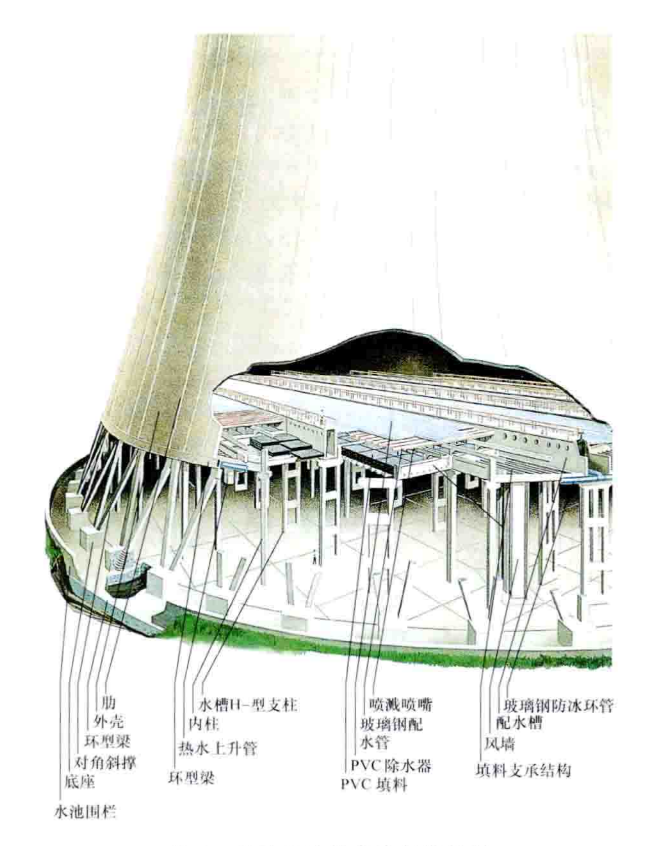


图 1　自然通风湿式冷却塔剖视

生物或藻类，并防止灰尘杂物进入。淋水填料呈环状布置在塔筒底部人字支柱外侧的四周，其径深和高度根据冷却水温、通风形式、造价与运行费用之比等因素确定，径深和高度之比一般为 0.7～1.0。填料型式有点滴式和薄膜式两大类，大多采用点滴式。除水器通常为竖向或横向排列的百叶板，安装在填料的空气出口侧，高度与填料相同，上部板距较小，下部板距较大，具有除水和均衡填料上、下部气流的作用。横流塔对风速较为敏感，为减轻自然风对横流塔的影响，并阻止沿填料下落的水外溅，一般在填料外侧（进风侧）设置百叶窗，窗页外高内低，向内倾斜，以调节进塔的风量。

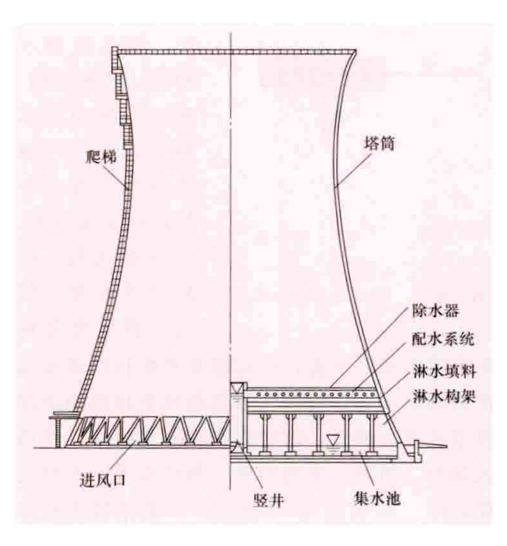


图 2　逆流自然通风冷却塔

机械通风冷却塔　采用风机强制抽风，使空气和冷却水进行热、质交换的冷却设施。在相同冷却水量条件下，塔体较小，占地面积小，造价较低；但增加了厂用电耗，风机及其传动装置的运行维护工作量大，湿热空气及风机噪声还会影响环境。该类型冷却塔在中国的大、中型火电厂中极少采用，通常在空冷机组的辅机湿冷系统中采用。根据不同的布置方式可有不同的结构型式。当连续分格布置时，平面形状为矩形，每格安装一台风机；不连续的单塔布置时，平面形状可为多边形或圆形，每座塔可装一台或几台风机。风机一般安装在塔顶，为减少阻力、提高效率，塔形设计应使塔内气流平顺。在冷却水量不大时，也可以采用玻璃钢制作的小型机械通风冷却塔。

环境影响　指冷却塔与电厂环境条件的相互影响。

（1）冷却塔运行对环境的影响：①飘滴：冷却塔中排出的湿热空气携带的水滴，对环境产生影响。②噪声：循环水在冷却塔中溅落过程及机械通风冷却塔运行所形成的噪声。③雾羽：湿热气流排出塔外凝结形成的羽状气雾。雾羽遮蔽日照，影响范围可达几千米。④视觉障碍：自然通风冷却塔的庞大塔筒，运行中产生的雾羽，所造成的视觉障碍。可以通过冷却塔的合理布置及安装除水器以截留 95%以上飘滴等措施控制飘滴等的影响，控制厂区边界噪声达到环境保护标准。

（2）冷却塔受环境的影响：①逆温：当大气层出现温度随高程而升高的逆温条件时，自然通风冷却塔将因热空气上浮能力恶化而降低冷却效果。②环境风速：塔外和塔顶的环境风速较大时，影响冷却塔进风和排风，并使塔内风速分布不均匀，影响冷却效果。但塔顶的环境风速在一定风速范围内时，有利于上浮力的提高。③湿热空气回流：多段机械通风冷却塔集中布置时，因湿热空气出流标高较低，距进风口距离较小，当风向垂直于多段冷却塔长边时，容易产生热空气回流。可以通过冷却塔的合理布置和运行控制，降低环境条件对机组运行的影响。在大风地区，逆流式自然通风冷却塔下部可设置挡风隔板。

冷却塔发展概况　在工业国家中采用冷却塔始于 20 世纪初，随后开展了冷却塔理论和计算公式的研究，提出在蒸发冷却过程中以热交换和质交换为基础的计算式，同时引出了以焓差为热交换动力的理论。到 20 世纪 80 年代，自然通风冷却塔已发展到高度达 180m、塔底直径达 150m、淋水面积超过 12 000m^2 的水平。随着冷却塔被广泛采用，冷却塔技术在节能、节水、高效和保护环境等方面都有了很大发展。①在发展干式冷却塔用于空冷系统基础上，吸收和发挥干式冷却塔的特点，出现了空冷湿冷联合冷却系统，可进一步提高冷却效果，减少雾羽，合理利用水资源。②为回收能量、节约电耗和减少噪声，在大型自然通风冷却塔淋水填料底部安装高位收水装置。③辅助通风冷却塔，在自然通风冷却塔进风口安装风机，夏季用风机向塔内送风，因风机运行时间短、电耗量小，可起到辅助通风、提高冷却效果的作用，以降低塔筒高度。④烟塔合一，将通过高效除尘和脱硫后达到排放标准的烟气引入湿式自然通风冷却塔排放，可以提高上浮力，改善塔的冷却效果，又省去了烟囱。2006 年 12 月，采用烟塔合一技术的北京热电厂投入运行。对于干式冷却塔，还可将脱硫吸收塔放置于冷却塔，将冷却塔、脱硫吸收塔和烟囱等“三塔合一”布置（见图 3），2011 年 1 月，宝鸡第二发电厂 5 号机组（660MW）投产，在国内首次采用“三塔合一”布置。

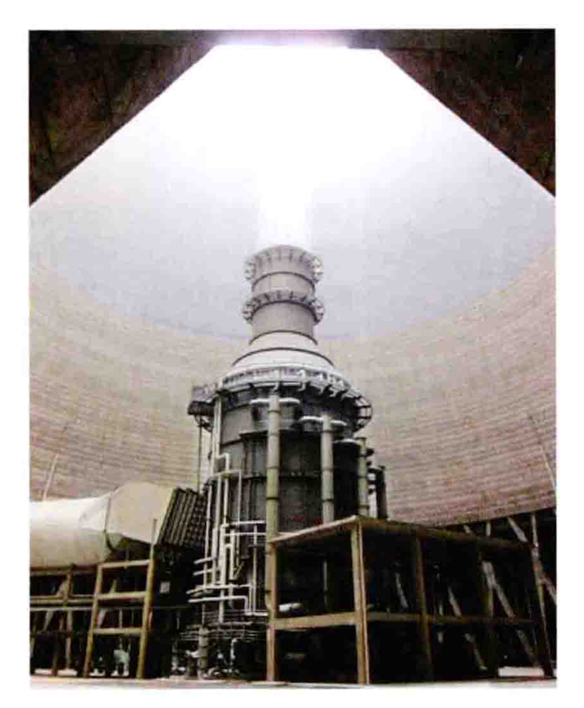


图3 “三塔合一”布置

lengqueta shigong

冷却塔施工 (cooling tower construction) 冷却塔是火力发电厂的主要构筑物之一，是冷却循环水的设备型构筑物。冷却塔多为钢筋混凝土结构，可分为自然通风冷却塔和机力通风冷却塔两种。

自然通风冷却塔施工 自然通风冷却塔常用双曲线型，其筒体为现浇薄壳结构。冷却塔环形基础与集水池的施工步骤为：①大揭盖挖到水池底，加深挖环形基础的土方；②环形基础混凝土为防止产生收缩裂缝，常采用分段跳仓的浇筑方法；③分块浇筑集水池底板混凝土。支撑筒体的人字柱可采用预制吊装固定，大型冷却塔支柱和空气冷却塔“X”形柱采用现浇，完成后即可浇筑斜支柱顶部的环形梁。完成支柱施工后即进入筒体结构施工、淋水系统施工和筒壁内侧防腐施工。

冷却塔筒体施工 常用的方法有三脚架翻模法和电动或液压爬模法。

（1）三脚架翻模法（见图1）。在浇筑环形梁混凝土的脚手架上，安装第一节筒壁的钢筋和模板，待第一节混凝土浇筑完后，在第一节已浇混凝土内埋设的对销螺栓上，悬挂操作架并架设脚手板和护栏。操作人员站在操作架上安装模板和钢筋，并浇筑第二节混凝土，用同样方法浇筑筒壁的第三节混凝土。以此类推，模板一般配置三层，在上层模板内浇筑混凝土时，中层模板内的混凝土继续凝固，下层模板内的混凝土已达到一定强度，即可把该层的支架、托架和模板拆下，翻到上层使用。同时，将该层固定操作架用的对销螺栓抽出，螺栓孔采用无收缩水泥砂浆填堵密实，表面再用水泥砂浆修平。以同样方法和程序继续不断向上翻用。随着筒身的升高，可采用脚手架附着施工升降机、折臂型或水平臂型塔式起重机、曲线施工升降机、液压顶升平桥等组合方案，负责材料垂直运输及施工人员上下。

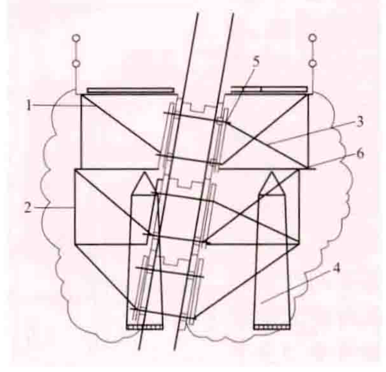


图1 三脚架翻模法施工示意图
1—三脚架；2—顶撑；3—内模板斜撑；4—吊篮；5—混凝土垫块及对销螺栓；6—水平连杆

浇筑混凝土时最上层承力层混凝土强度不应小于2MPa。

（2）电动爬模法（见图2）。爬模系统由导轨、工作架、爬升机构和专用模板组成。在工作架上可进行模板、钢筋、混凝土和导轨的接高作业。电动爬模法一般用于大型冷却塔，垂直运输系统与翻模法类似。

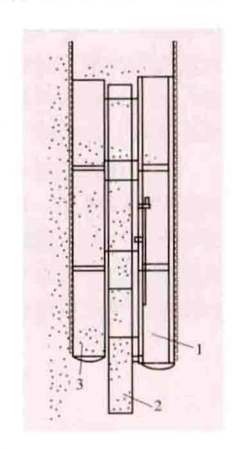


图2 爬模法示意图
1—爬架；2—筒壁；3—内架

导轨用高强螺栓固定在冷却塔筒壁上，用作爬升时的导向和支承工作台，同时又是固定模板的构件。导轨背部有方管销，用来支撑和固定模板，每节导轨设有几只可调螺栓，用来调节导轨的倾斜度，从而使工作架及模板的位置符合冷却塔曲率变化的要求。工作架的下部装有固定支脚，中部连着爬升机构的电动机和提升螺杆，并经螺杆与活动支架相连。爬升前，工作架上的固定支脚坐落在导轨腹板的方销上，电动机正转时，螺杆带动活动支脚上升，上升一个节距（约75cm）后，在活动支脚下方的导轨腹板上插入方销，使活动支脚不能下降。电动机反转，螺杆反向旋转时，活动支脚下降压在导轨的方销上，支撑工作架的上升，形成了活动支脚和工作架的交替爬升。爬模速度应与混凝土前期增长速度适应，自浇筑层向下第一、二、三节混凝土强度应分别达到4、9、12MPa。爬模法施工筒体尺寸准确，模板固定牢靠，电动爬升机构简单、可靠。

液压爬模法的原理同电动爬模法，采用液压方式通过工作架和固定支腿的交替上升实现工作架爬升。

冷却塔淋水系统施工 淋水系统的施工在筒壁完成并拆除施工机具后进行。淋水系统是由多根钢筋混凝土梁、柱组成，支承水槽和悬挂的水管喷溅装置的结构系统。梁、柱、水槽一般均为预制吊装。水池中央设有进循环水热水的现浇钢筋混凝土竖井，并分出4支主水槽及其分水槽。分水槽的两侧壁上平均分出若干喷溅装置。循环水热水均从喷溅装置的圆盘上溢出，经自然风冷却后落入水池中，然后再装除水器和淋水填料。

筒壁内侧防腐施工 筒壁内侧面因受水汽侵蚀，必须进行涂层防腐处理。一般利用施工吊篮或其他悬挂设施由人工涂刷防腐涂层。涂层的基底需密实平整，对表面缺陷必须处理，干基涂料的基底混凝土表面应干燥，湿固化涂料基底混凝土表面无明显积水。涂层厚度应均匀，不应有漏涂、皱皮、气泡和露底破膜等现象。涂层材料按设计选用适合于冷水塔的涂料，海水冷却塔、排烟冷却塔因工作环境恶劣，其

涂料需特别重视。

机力通风冷却塔施工 机力通风冷却塔主要用于辅机冷却水系统和天然气电站中，塔身多为框架型结构，高度一般为15～20m，在框架顶部装有电动风机吸风、冷却，施工方法同一般框架的施工。

lengzhaqi

冷渣器

（bottom ash cooler） 在流化床锅炉上用于底渣的冷却并回收其物理热、同时控制底渣排放速率的设备。主要包括水冷螺旋冷渣器、滚筒式冷渣器、风冷式流化床冷渣器及风水联合流化床冷渣器四种型式。

水冷螺旋冷渣器 流化床锅炉底渣排放量较小时多采用水冷螺旋冷渣器，其结构见图1。水冷螺旋冷渣器内轴及外套均有水冷却，制造工艺要求较高。锅炉在运行过程中根据床层压差信号大小来控制和改变水冷螺旋冷渣器调速电动机的转速，可连续地控制排渣量，灰渣在冷渣器内从900℃左右冷却到200℃以下，适用于底渣量较小的循环流化床锅炉。

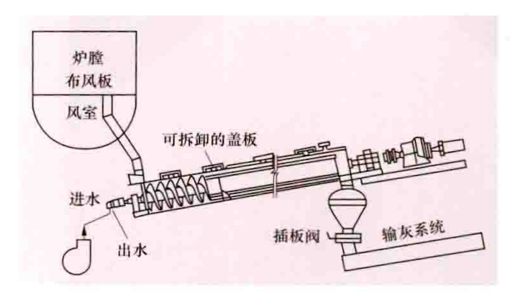


图1 水冷螺旋冷渣器结构简图

滚筒式冷渣器 由进料管、内壁固定螺旋叶片的双层密封滚筒、旋转接头、传动装置和底座组成，其结构见图2。进入滚筒内的高温灰渣在叶片带动下和筒体一同旋转，冷却水通过滚筒的夹层将灰渣传递的热量带走，排渣量通过调节筒体转速实现。滚筒式冷渣器的优点是不易被大颗粒堵塞，适用于底渣量较大的循环流化床锅炉。近年来还发展了筒体为膜式壁的滚筒式冷渣器，使其承压能力及处理渣量均得到进一步提高。

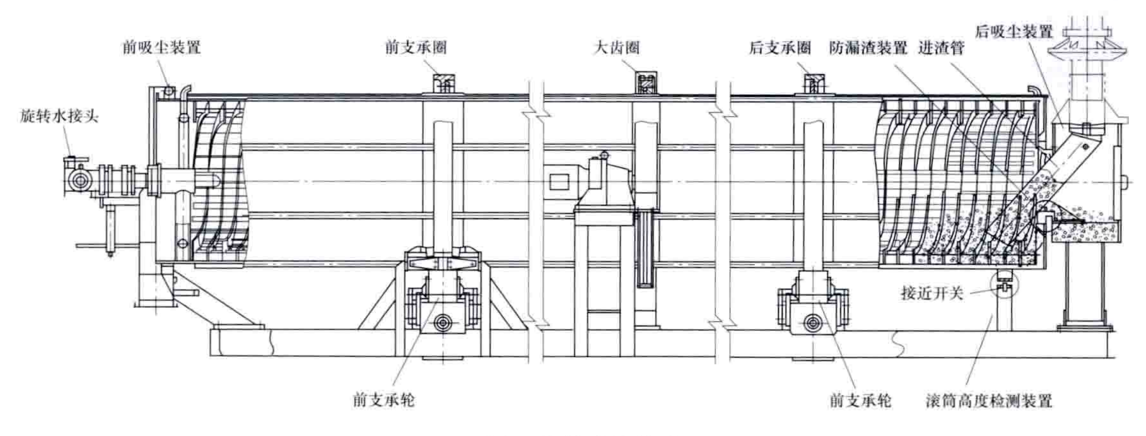


图2 滚筒式冷渣器

风冷式流化床冷渣器 用气固两相流化床工艺原理冷却灰渣，冷却介质为冷空气或再循环烟气，冷渣器内的流化速度为1～2m/s，结构见图3。图3（a）所示为单床结构，图3（b）所示为多床结构。多床结构是由几个流化床串联而成的，各床间的灰渣流动，通过分床间隔墙下部的开口进行，可保证每级都有较大传热温差，使出口渣温比出口风（烟）温更低。该型冷渣器还兼有对底渣中的细颗粒的分选作用，使部分细灰重新返回炉内。应用在循环流化床锅炉上可避免排渣过程中造成循环灰的夹带损失。

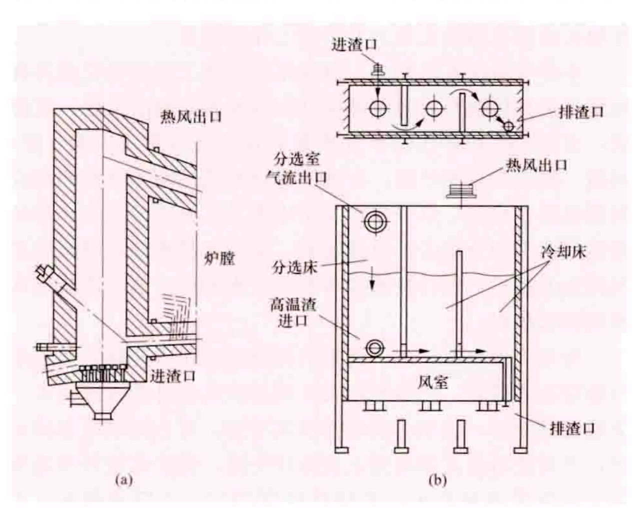


图3 风冷式流化床冷渣器

（a）单床风冷流化床冷渣器；（b）多床风冷流化床冷渣器

风水联合流化床冷渣器 由一个分选床和若干冷却床组成，冷却床内布置水冷受热面，例如部分省煤器管束，结构见图4。灰渣同时加热水和空气。该类型冷渣器利用流化床颗粒与埋管受热面传热系数高的特点，可以在较小的床层体积内冷却较大量的灰渣。其结构紧凑，适用于大容量的循环流化床锅炉。法国Gardanne电厂250MW循环流化床锅炉即采用2台该类型冷渣器。进入冷渣器的灰

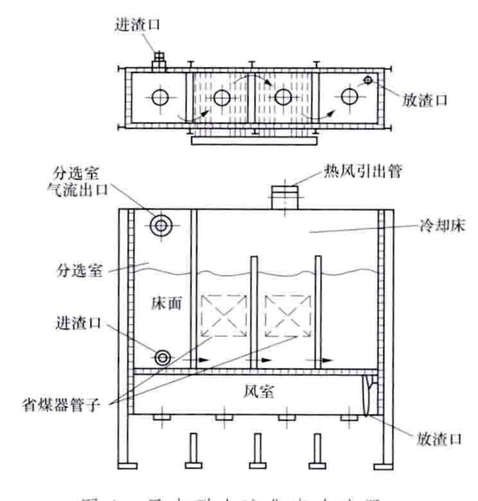


图4 风水联合流化床冷渣器

渣流量用排渣控制阀控制。

lizi jiaohuan jishu

离子交换技术

(ion exchange)　采用离子交换法除去水中的钙、镁等离子的水处理技术。分为离子交换软化和离子交换除盐两类。

离子交换软化　应用阳离子交换剂置换水中能形成水垢的硬度组分，使之转为不生成水垢的组分，即利用钠型或氢型阳离子交换剂将水中的钙、镁化合物转变成钠化合物或酸的过程

$$2R\left\{\begin{matrix}H\\Na\end{matrix}+\begin{matrix}Ca\\Mg\end{matrix}\right\}\left\{\begin{matrix}2HCO_3\\SO_4\\2Cl\end{matrix}\right.\Leftrightarrow R_2\left\{\begin{matrix}Ca\\Mg\end{matrix}+2\begin{matrix}H\\Na\end{matrix}\right\}\left\{\begin{matrix}2HCO_3\\SO_4\\2Cl\end{matrix}\right.$$

R 代表离子交换剂结构中不可交换部分。

软化所用的离子交换器称为软化器，在单纯软化中，一般采用钠离子交换器。水流只经一台（级）交换器进行软化的称一级钠离子交换器。当通过一级软化器后再流经一台（级）软化器称为二级软化，后面一台软化器则称二级钠离子交换器。一级软化水可作为低压锅炉补给水，中压以上锅炉的补给水则需用二级软化。失效后的离子交换剂可用食盐溶液再生，恢复其交换能力后继续使用。再生剂用量称再生剂耗量或盐耗。

钠离子交换软化不能除去水中的碱度成分（主要为 HCO_3^-）。对于碱度大于 2mmol/L 的原水，在除去硬度的同时应进行脱碱，否则重碳酸盐进入锅内，在高温下发生分解和水解，使炉水相对碱度增高，蒸汽中 CO_2 浓度增多，导致锅内产生碱性腐蚀及蒸汽凝结系统的酸性腐蚀。

脱碱实质上也是离子交换去除钙、镁硬度成分的软化过程。但不是单一的采用钠离子交换，而是钠离子交换与氢离子交换相匹配，称 H^+-Na^+ 交换；或钠离子交换和铵离子交换相匹配，称 NH_4^+-Na^+ 交换；或钠离子交换后加酸处理。由于化学除盐技术的广泛应用，高压及以上热力设备已不采用以上简单的脱碱工艺。

离子交换除盐　也称化学除盐，是应用氢型阳离子交换剂置换水中的钙、镁、钠等阳离子，利用氢氧型阴离子交换剂置换水中的阴离子的过程，即

$$\begin{bmatrix}Ca\\Mg\\2Na\end{bmatrix}\begin{bmatrix}SO_4\\2Cl\\2HCO_3\\2NO_3\end{bmatrix}+2RH\Leftrightarrow R_2\begin{bmatrix}Ca\\Mg\\2Na\end{bmatrix}\begin{bmatrix}H_2SO_4\\2HCl\\2H_2CO_3\\2HNO_3\end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix}H_2SO_4\\2HCl\\2HNO_3\end{bmatrix}+2ROH\Leftrightarrow R_2\begin{bmatrix}SO_4\\2Cl\\2NO_3\end{bmatrix}+2H_2O$$

如果阴离子交换剂为强碱性阴离子交换剂，则它同时可将弱电离化合物（如碳酸和硅酸）除去，即

$$\begin{bmatrix}H_2CO_3\\H_2SiO_3\end{bmatrix}+ROH\Leftrightarrow R\begin{bmatrix}HCO_3\\HSiO_3\end{bmatrix}+H_2O$$

在需要除硅时，必须采用强碱性阴离子交换剂。

离子交换除盐系统，是由阳离子交换器、除碳器和阴离子交换器（对水质要求高时还有混合床）组成的。由于离子交换树脂和离子交换设备工艺的发展，出现了许多离子交换除盐系统，为扩大对天然水含盐量的适应范围，提高除盐水质量，降低药耗和减少环境污染起了重要作用。（见离子交换器、锅炉补给水处理系统设计）

为保证除盐水质量和运行的经济性，应做好：①加强原水预处理，防止有机物对离子交换树脂的污染；②选择高纯度的再生剂，尤其是苛性钠，以保证再生效果，减少离子漏过。

lizi jiaohuanqi

离子交换器

(ion exchanger vessel)　固体的离子交换剂与液体介质中的离子发生交换反应的设备。离子交换器是装有离子交换剂（主要是离子交换树脂）的圆柱形容器。火电厂应用的离子交换器工作压力一般为0.4～0.6MPa。

根据离子交换器运行中交换的离子种类，可分为钠离子交换器、氢离子交换器和氢氧离子交换器（或阴离子交换器）。根据离子交换器的运行状态可分为间歇式、固定床、连续式三种。水处理中常用的是固定床。固定床又可按其运行时离子交换树脂的状态、水和再生液的流向以及使用离子交换器的种类不同，分为多种床型。



顺流再生固定床　水和再生液都采用自上而下的流向。离子交换树脂层以上设有液流分配装置。优点为结构简单、再生操作可靠；缺点为出水质量差、再生剂耗量高。适于低含盐量原水的小型水处理站使用。

逆流再生固定床　水流采用下向流，再生液采用上向流，属于对流再生方式的一种。为防止再生过程中离子交换树脂乱层，需要采用顶压措施。设备内部，在离子交换树脂层内的上部装有中间排液装置。再生时，从交换器顶部送入压缩空气或水，作为顶压之用。中间排液装置以上设有压脂层。逆流再生固定床的优点是出水质量好，再生剂耗量低；缺点是设备结构及再生操作复杂，操作不当时会出现出水质量下降，周期制水量降低以及再生剂耗量增大等问题，严重时还会损坏中间排液装置。它适用于中、低含盐量原水的水处理站使用。

双流再生固定床　其设备结构与逆流再生固定床相似，只将中间排液装置略向下移。运行时水流自上而下；再生时，再生液从交换器的顶部和底部同时送入，废液从中间排液装置排出。上部进入的再生液，一方面，可以起到再生中间排液装置以上离子交换树脂的作用；另一方面，还可起到压脂作用。其优缺点及适用条件与逆流再生设备相同，但不需使用顶压的空气或水。

浮床　浮床是对流再生的另一种形式。运行时，水流自

下面上，将离子交换树脂层托起；再生时，再生液自上而下地流过离子交换树脂层。浮床内的离子交换树脂通常是装满的，但因为离子交换树脂转型过程中会膨胀或收缩，所以不能填实。因此，在浮床运行过程中，底部总有少量离子交换树脂呈流动状态，这不会影响出水质量和技术经济指标。

浮床的优点是离子交换树脂层高，树脂装填量大，出水质量好，占地面积小，投资低，再生剂耗量低，再生操作简单可靠，对原水含盐量具有很宽的适用范围。缺点是需要设置专门的清洗装置，细碎的离子交换树脂易被水流带出以及运行周期后期停止运行将使设备提前失效。浮床适于中、高含盐量原水的大、中型水处理站使用。

提升床　提升床是浮床的改进型式之一。在浮床离子交换器的中部，加入一块带有双头水帽的多孔板，将离子交换器分隔为上、下两室。两室内装的是同样的离子交换树脂。在离子交换器外面上、下室之间有管道相连，并装有阀门。正常运行时，上室充满离子交换树脂，停床时不会乱层；下室保留足够的反洗空间，运行时，下室离子交换树脂部分浮动。当需要清洗时，先洗下室的离子交换树脂，然后，将上室离子交换树脂的一部分送入下室，再反洗上室离子交换树脂。运行时，水流自下而上；再生时，再生液自上而下。提升床的优缺点和适用条件与浮床相似，只是可以不再设置体外清洗装置。

随着弱型离子交换树脂的发展，弱、强型离子交换树脂联合应用工艺在中国迅速推广使用，研制出多种新型床，提高了出水质量，降低了再生剂耗量，并扩大了使用化学除盐工艺的水质范围。

双层床　在逆流再生固定床内分层装填弱型和强型离子交换树脂。弱型离子交换树脂在上层，强型离子交换树脂在下层。运行方式与逆流再生设备相同。为防止离子交换树脂乱层，再生过程中同样需采用顶压措施。为保证两种离子交换树脂良好分层，必须严格控制离子交换树脂的湿真密度和粒径。双层床的优点是出水质量好，再生剂耗量低、占地面积小以及投资较低。缺点为长期使用后，两种离子交换树脂会发生混脂现象，影响周期制水量、出水质量和再生剂耗量。此床型适用于中等含盐量原水的水处理站使用。

双室床　双室床是双层床改进的床型。它是在离子交换器内的两种离子交换树脂层之间加装一块带水帽的多孔板，以解决混脂问题。但是，加装孔板后，强型离子交换树脂层无法顶压，再生操作不当时，会发生乱层现象，影响再生效果。其优缺点及适用条件与双层床相同。

双室浮床　双室浮床是在浮床设备内的中部加装一块带水帽的多孔板，将离子交换器分隔为上、下两室。上室装填强型离子交换树脂，下室装填弱型离子交换树脂。运行时，水流自下而上；再生时，再生液的流向自上而下，其优点为占地面积小、投资费用低、再生操作简单可靠、出水质量好、运行费用低；缺点为对进水浊度要求严格、需要装设专门的体外清洗装置。它适于中、高含盐量原水的水处理站使用。

变径床　也称变径双室浮床。变径床的设备由上、下两个直径不同的直筒段、中间用变径段联接组成。上室为小直径的强碱阴离子交换树脂室，下室为大直径的弱碱阴离子交换树脂室。上室的底部装有带水帽的多孔板。运行时，水流自下而上地进入下室，再经上室送出；再生时，再生液自上而下地先通过上室，再经下室排出。变径床具有双室浮床的优、缺点。适用于高含盐原水进行化学除盐，多用于阴床。

混合床　将阳、阴离子交换树脂均匀混合装填于一台离子交换器中。水在离子交换器内完成多级 H^+ 交换和 OH^- 交换，能制得超纯水。混合床失效后，可以在离子交换器内再生，即先将两种离子交换树脂反洗分层，然后分别进行再生。凝结水处理使用的混合床失效后，可将失效的树脂送至专门的再生装置内进行分离和再生，称为体外再生混床。混合床出水的电导率可降至 0.2μS/cm 以下。为提高混合床出水质量，发展了三层混合床，是在一个离子交换器中装入强酸阳离子交换树脂、强碱阴离子交换树脂和惰性树脂。运行中三种树脂可均匀混合，反洗后，三种树脂可清晰地分为三层。在此情况下，无论是体内再生或体外再生，都可显著减少两种离子交换树脂再生时的交叉污染，以保证出水的高质量。

lizi jiaohuan shuzhi

离子交换树脂

离子交换树脂　(ion exchange resin)　一种在溶液中可将本身所具有的离子和溶液中相同电荷的离子进行交换反应的人工合成物质。离子交换树脂实质上是一种不溶于水的固体电解质。

简史　1850年英国农业家H.S.汤普森（H.S. Thompson）和化学家J.T.韦（J.T. Way）发现泥土中的钙离子能被胺置换下来，并由韦研制成具有离子交换性能的第一类无机离子交换剂硅酸铝，奠定了现代离子交换理论基础。1935年英国化学家B.A.亚当斯（B.A. Adams）和E.L.霍姆斯（E.L. Holmas）用苯酚和甲醛合成了有机离子交换树脂，开创了合成有机离子交换树脂的时代。1945年美国人G.F.达来利奥（G.F. Dalelio）取得了苯乙烯和二乙烯苯聚合物的专利，发明了用苯乙烯或丙烯酸衍生物合成的离子交换树脂。后经不断的改进，成为使用最普遍的离子交换树脂产品。中国于1958年开始生产离子交换树脂，并开始使用离子交换树脂软化水处理技术。1963年在大连第二发电厂开始使用离子交换树脂除盐处理技术。20世纪50年代末出现了大孔型离子交换树脂，随后弱性离子交换树脂、吸附树脂、螯合树脂、碳化树脂等接连产生，应用范围更为扩大。

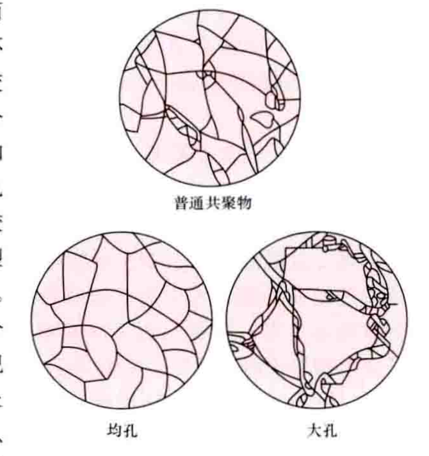
结构　离子交换树脂由两部分组成：一为立体网状结构的骨架（俗称白球），是由线性可聚合单体（如苯乙烯、丙烯酸甲酯、丙烯腈等）和多维可聚合单体（俗称交联剂，如二乙烯苯等）共聚而成的高分子化合物；另一为与骨架相联结的离子交换基团，它含有能交换的离子。通常用 RSO_3H、RCOOH、$RN(CH_3)_3OH$、$RN(CH_3)_2HOH$ 等表示离子交换树脂的化学结构。离子交换树脂结构的一个重要参数是交联度，它是多维可聚合单体占全部可聚合单体的百分数。交联度高低会影响离子交换树脂的理化性能和工艺性能。

在使用过程中，离子交换树脂会受到很多外力的作用，如压力、膨胀收缩力（渗透压力）、摩擦力等。若立体网状结构的骨架抵抗不住这些外力的作用就有可能发生结构的破坏。为了提高结构的强度，可在骨架生成过程中加入惰性物质，并在骨架生成后将惰性物质提取出来的办法在骨架中形成所需要的孔，然后制成大孔型离子交换树脂，见图。

离子交换基团是经过各种有机化学反应后将有机官能团结合到骨架上的，工业水处理用离子交换树脂的有机官能团

主要有磺酸基$-SO_3^-H^+$（其中H^+为可交换的氢离子）、羧酸基$-COO^-H^+$（其中H^+为可交换的氢离子）、季胺基$-N(CH_3)_3^+OH^-$（其中OH^-为可交换的氢氧根离子）、叔胺基$-N(CH_3)_2\cdot H^+OH^-$。

分类 离子交换树脂有多种分类：①按骨架类型分类，可分为苯乙烯型、丙烯酸型、酚醛型、环氧型等。②按离子交换树脂骨架结构分类，可分为凝胶型和大孔型。微孔、均孔型原则上属于凝胶型。多孔型、巨网型原则上属于大孔型。③按用途分类，可分为水处理（包括常规水处理及凝结水处理、除氧等）、医药、食品加工、分析、催化、核工业等用途。④按离子交换基团性能分类，可分为强酸性、弱酸性、强碱性、弱碱性等。



离子交换树脂结构示意图



工业水处理用离子交换树脂还可按水处理设备分类，可分为通用类、浮动床用类、双层床类、混床类，它们的主要区别是离子交换树脂颗粒粒径及均匀程度不同。

性能 水处理制水质量和经济性与水处理系统所用离子交换树脂的性能关系极大。离子交换树脂水处理工艺性能指标主要有工作交换容量、再生剂比耗和清洗水耗、水流阻力和机械强度五项。所谓工艺性能好是指工作交换容量大、再生剂比耗和清洗水耗小、水流阻力小和强度高。离子交换树脂的产品指标主要有粒度（范围粒度、有效粒径、均一系数、上下限粒度）、湿真密度、湿视密度、含水量、强度（磨后圆球率、渗磨圆球率）、转型膨胀率、转型率、交换容量（全交换容量、基团交换容量、体积交换容量）。其他理化性能指标还有酸碱性、选择性、交换速度、孔结构参数（比表面积、孔容、孔径分布等）等。

粒度 粒度太大，则交换速度慢，交换容量低；粒度过小，则水流经树脂层的压降大。常用树脂的范围粒度为0.315～1.25mm。各种离子交换器（如双层床、双室床、浮动床、混床等）要求的树脂的范围粒度不同。

湿视密度 单位体积（含颗粒空隙体积）树脂的质量，用于计算离子交换器装载树脂的量。

湿真密度 单位体积（不含颗粒空隙体积）树脂的质量，用于说明树脂反洗展开率和颗粒沉降速度。一般情况下反映凝胶型树脂的交联度（结构紧密程度）。

含水量 树脂结构内在水分（不包括外部游离水分）。其量决定于树脂的性质、官能团的型式及数量、交联度和孔隙率的大小等。因此在使用和储运过程中，应注意防冰冻。

转型膨胀率 由一种离子态转变为另一种离子态称为转型，转型会产生体积的变化。转型越彻底、交换容量越高、交联度越低、官能团电离度越大，转型膨胀率就越大。

强度 离子交换树脂颗粒抵抗外力（如摩擦力、压力、渗透力等）作用保持颗粒完整不破裂的能力，中国标准用磨后圆球率或渗磨圆球率来表示。

交换容量 单位体积或质量的树脂中具备的交换基团（官能团）的量或在使用时发生离子交换作用的交换基团（官能团）的量。产品指标常用质量交换容量、体积交换容量来表示，实际使用中常用工作交换容量来表示。工作交换容量仅为质量交换容量、体积交换容量的一部分，它的大小还和实际使用的工作条件（如温度、流速、进水水质、出水要求、再生程度等）有关。

酸、碱性 离子交换树脂的酸、碱性取决于交换基团（官能团）的酸、碱性，如磺酸基是强酸性的，季胺基是强碱性的，羧酸基是弱酸性的，叔胺基是弱碱性的。在水中，强酸性的和强碱性的交换基团可以和中性盐反应。弱酸性离子交换基团主要和水中的碱、碱式盐反应，弱碱性离子交换基团主要和水中的酸、酸式盐反应。一种树脂中可以有几种离子交换基团，主要的或全部的离子交换基团是强酸性的称为强酸性阳离子交换树脂，依此类推。同时具有酸性的和碱性的两种交换基团（官能团）称为两性树脂，如热再生（弱酸性的、弱碱性的）离子交换树脂。不同的强碱性交换基团（官能团）的碱性大小不同，如三甲基甲胺（Ⅰ型）的碱性比二甲基乙醇基甲胺（Ⅱ型）的碱性大，故称Ⅰ型强碱性和Ⅱ型强碱性离子交换树脂。除叔胺基外，弱碱性离子交换基团还有仲胺基、伯胺基，它们的碱性也不相同，但没有分类。

选择性 在水中有多种离子存在时，树脂对它们的交换能力是不同的，在低浓度及室温下，树脂首先选择高价离子交换。对同价离子树脂首先选择和原子序数大的离子交换。对于弱酸性阳离子交换树脂，首先和氢离子交换；对于弱碱性阴离子交换树脂，首先和氢氧根离子交换。各种离子交换树脂的选择性顺序为

强酸性阳离子交换树脂：$Th^{4+}>La^{3+}>Ca^{2+}>Na^+>H^+$；

弱酸性阳离子交换树脂：$H^+>Th^{4+}>La^{3+}>Ca^{2+}>Na^+$；

强碱性阴离子交换树脂：$HSO_4^->NO_3^->Cl^->HCO_3^->OH^->F^->HSiO_3^-$；

弱碱性阴离子交换树脂：$OH^->HSO_4^->NO_3^->Cl^->HCO_3^-$。

lizi jiaohuan shuzhi de shouming

离子交换树脂的寿命 (life of ion exchange resin)

离子交换树脂保持正常理化性能的运行时间。在水处理运行

过程中，其理化性能会逐渐劣化，造成工作交换容量下降，运行费用上升；或运行出水流量低，出力达不到设计要求，最后导致不能正常使用而报废；或者当继续使用的经济性已经不合理时应更换。

离子交换树脂报废　对常用的锅炉补给水水处理用离子交换树脂的报废指标如表1和表2所示。

表1　001×7强酸性阳离子交换树脂报废指标

项　　目	报废的安全寿命指标
工作交换容量下降率	≥0.25
含水量（%）	≥60
体积交换容量下降率	≥0.25
含铁量（μg/g，湿树脂）	≥9500
圆球率（%）	≤80

注：摘自DL/T 673—1999。

表2　201×7强碱性阴离子交换树脂报废指标

项　　目	报废的安全寿命指标
工作交换容量下降率	≥0.16
含水量（%）	≤40
强型基团容量下降率	≥0.55
含铁量（μg/g，湿树脂）	≥6000
有机物污染［$(COD)_{Mn}mgO_2/L_R$］	≥2500
圆球率（%）	≤80

注：摘自DL/T 807—2002。

离子交换树脂更换　对常用的锅炉补给水水处理用离子交换树脂更换的经济指标如表3所示。

表3　水处理单床用离子交换树脂更换经济指标

项　　目	更换经济指标
回收年限	≤3

注：摘自DL/T 673—1999。

lizi jiaohuan shuzhi de wuran

离子交换树脂的污染　(fouling of ion exchange resin)

离子交换树脂在运行过程中吸着在再生过程中难于解析的污染物，以致出现出水水质恶化和交换容量降低的现象。污染有三种类型：①颗粒表面附着了水中的悬浮物或交换过程的产物（如$CaSO_4$等）；②某些离子被牢固地吸着于离子交换树脂内部；③离子交换树脂的表面和内部吸着有机物。常见的污染物有铁、铝、钙、硅、油和有机物等。

铁污染　在离子交换树脂的应用中，铁污染是常见现象之一。在阳、阴离子交换树脂内都可能发生，阴离子交换树脂的污染比阳离子交换树脂更严重。阳离子交换树脂的铁污染主要来源于进水带来的腐蚀产物；阴离子交换树脂的铁污染主要来源于工业液体烧碱。

遭受铁污染的离子交换树脂可以用10%的温热盐酸浸泡5～12h进行复苏，也可辅以络合剂进行清洗。

铝污染　主要发生于阳离子交换树脂。其来源是预处理使用铝盐作为混凝剂的澄清水中的矾花，运行过程中沉积在离子交换器内，在再生过程中被酸溶解，生成Al^{3+}，被阳离子交换树脂所吸收，造成污染。另外，使用自来水作为水源，经石灰处理时，矾花溶解，也可能造成铝污染。复苏的方法与铁污染相同。

钙污染　主要发生于用H_2SO_4再生的阳离子交换器，再生过程中生成的$CaSO_4$沉淀，覆盖于树脂表面。严重时，沉淀堵塞树脂层的孔隙，影响再生效果。沉淀的少量$CaSO_4$，在运行的过程中，一般不需专门的复苏，用水可以洗去。

硅污染　发生于阴离子交换器。硅对强碱树脂造成污染的原因有二：其一是再生废液中的Na_2SiO_3，因pH值逐渐降低，变为H_2SiO_3沉淀出来，覆盖于离子交换树脂表面；其二是强碱阴离子交换树脂吸着的H_2SiO_3，因再生液温度过低或长期在再生剂不足的条件下使用，部分H_2SiO_3不能再生出来，积聚于离子交换树脂内部。硅对弱碱阴离子交换树脂的污染原因主要是第一种。复苏的方法是用50～60℃，5%～8%的NaOH溶液大剂量再生。

油污染　污染离子交换树脂的油，主要是矿物油，一般多来源于生产返回水和加热蒸汽。在使用气顶压逆流再生交换器时，也可能来源于压缩空气。矿物油进入离子交换树脂层后，在树脂表面形成油膜，造成离子交换树脂性能的严重恶化。如果带入交换器的是重油，可能在离子交换树脂层中凝成重油块，造成长期污染。

遭受油污染的离子交换树脂可以用有机溶剂或5%～8%NaOH溶液循环清洗，也可辅以超声波清洗、空气擦洗或表面活性剂，以提高清洗效率。

有机物污染　天然水中有机物的主要成分是富维酸、腐殖酸和吉马多美朗酸。这些大分子、芳香族的弱有机酸被强碱阴离子交换树脂吸着后，再生时不能完全洗脱是造成有机物污染的主要原因。离子交换树脂的有机物污染主要表现为出水电导率增高、pH值下降、工作交换容量降低和清洗水量明显增加。

强碱阴离子交换树脂对有机物的吸着主要是以范德华力吸着于树脂骨架和以化学亲和力吸着于官能团。不论哪种吸着力的降低，都会减少有机物对强碱阴离子交换树脂的污染。

预防有机物污染的措施有：①加强原水的混凝-澄清预处理，降低进入离子交换树脂水中有机物的含量；②化学除盐系统前，加装活性炭过滤器或有机物清除器；③强碱阴离子交换器前面，加装弱碱阴离子交换器或有机物清除器；④使用抗有机物污染能力较强的强碱阴离子交换树脂——大孔离子交换树脂或丙烯酸系强碱阴离子交换树脂；⑤定期用碱性NaCl溶液对强碱阴离子交换树脂进行复苏处理。

lilun ranshao wendu

理论燃烧温度　(theoretical combustion temperature)

在绝热条件下通过完全燃烧所能达到的温度。燃烧过程是燃料中的可燃物质（主要是碳和氢）同氧所进行的化学反应。在大多数情况下用空气做氧化剂，燃料与氧化剂的混合物叫做反应物，燃烧后的产物叫做燃烧产物。用理论上允许的最低空气量使可燃物质完全变成像CO_2、H_2O等稳定的氧化物，叫做完全燃烧。

设在定压下进行完全燃烧，反应的初始温度为 T_1，燃烧反应的定压热效应为 $Q_{p,T}$。在绝热的条件下可以认为热量 $Q_{p,T}$ 把燃烧产物从初始温度 T_1 加热到理论燃烧温度 T_2，按热力学第一定律 $Q_{p,T}=H_{T_2}-H_{T_1}$，其中，H_{T_2}、H_{T_1} 是反应前后的焓。此式就是计算理论燃烧温度所依据的能量平衡式。如果反应前后是理想气体混合物，则可制成焓与温度函数关系的图表，继而可根据 H_{T_2} 求出理论燃烧温度 T_2。

应当指出，根据化学平衡理论，任一化学反应都不可能进行完全，反应的最大深度是达到化学平衡为止。另外，燃烧中也难以实现完全绝热，所以实际上所能达到的绝热燃烧温度总是要低于理论的燃烧温度。

lixiang qiti

理想气体

(ideal gas)　一种理想化的气体，其分子是弹性的不具体积的质点，分子之间相互没有作用力。实际上，完全的理想气体是不存在的，不过在平常温度和压力下，许多简单气体，如氩、氮、氧等，可以视为理想气体。因为在此条件下分子彼此远离，分子间相互作用力微弱，可视为零；又分子间平均距离远大于分子直径，故分子可视为不具有体积的质点。一般燃气动力循环中的燃气，可近似地视为以空气为主的理想气体。

理想气体状态方程　因物量的不同，理想气体状态方程有下列几种形式，即

$$pv=RT\ (\text{对 1kg 气体})$$

$$pV_m=R_mT\ (\text{对 1kmol 气体})$$

$$pV=mRT=nR_mT\ (\text{对 }m\text{kg 或 }n\text{kmol 气体})$$

式中 V_m 为摩尔容积。按阿伏伽德罗（Avogadro）假说，在相同压力和温度下，各种气体的摩尔容积相同。在标准状态（$T_0=273.15$K，$p_0=1.01325\times10^5$Pa）下，各种理想气体的 V_m^0 均相同，都是 22.414m³/kmol。R_m 是摩尔气体常数，又称通用气体常数，其值为 8.314J/(mol·K)，它与气体种类无关。R 为气体常数，与气体种类有关，$R=R_m/M$，其中 M 为气体的摩尔质量，g/mol。上述理想气体状态方程也称克拉珀龙（Clapeyron）状态方程。

理想气体热力学能　理想气体的热力学能中只有分子的动能，而分子动能只取决于温度，故理想气体热力学能只是温度的函数，即 $u=f(T)$，而且，$du=c_VdT$。

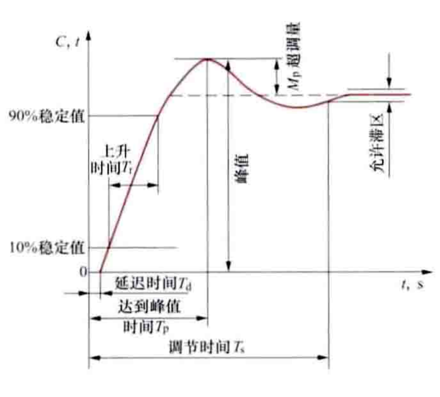
理想气体焓　对于理想气体，其焓为 $h=u+pv=f(T)+RT$。因此，理想气体焓也只是温度的函数，而且 $dh=c_pdT$。

理想气体比热容　对于理想气体，比定容热容 $c_V=du/dT$ 和比定压热容 $c_p=dh/dT$，两者的关系就是著名的迈尔（Mayer）公式，$c_p-c_V=R$。

lici kongzhi xitong jieyue xiangying

励磁控制系统阶跃响应

(step response of excitation control system)　发电机在指定工况下，电压给定值突然改变后发电机端电压的变化过程，分为发电机空载阶跃响应和零起升压响应。在自动控制系统加上规定的阶跃输入信号时，输出的物理量随时间变化的过程称为阶跃响应，是系统动态特性的一种表达形式。励磁控制系统阶跃响应用来评定励磁控制系统在小干扰情况下的响应速度、稳定性等动态品质，常以加入单位阶跃信号的响应曲线（见图）作为评定依据。



阶跃输入时励磁控制系统暂态响应特性

(1) 发电机空载阶跃响应特性：按照阶跃扰动不使励磁系统进入非线性区域来确定阶跃量，一般为5%，超调量不大于30%（自并励整流励磁系统）或40%（交流励磁机励磁系统），调节时间不超过10s，振荡次数不超过3次。

(2) 发电机零起升压响应特性：发电机端电压超调量应不大于额定值的10%。调节时间不大于10s，电压摆动次数不超过3次。

lici xitong baohu

励磁系统保护

(excitation system protection)　在励磁系统中为保护励磁机、整流元件免遭各种原因引起的过电压、过电流损坏而采取的技术措施。主要是对整流元件的保护。

励磁系统中产生过电压的主要原因有：①电力系统中操作断路器而引起的过电压；②整流元件换向产生的过电压；③发电机运行中受到较大的扰动时，在转子励磁绕组上产生的过电压。

励磁系统中产生过电流的主要原因有：①整流桥内某一整流元件击穿短路，使另一完好整流元件流过短路电流；②负载短路；③全控整流桥逆变换流失败，使整流元件流过较大电流。

整流元件热容量小，短时间的过电压和过电流都可能使整流元件损坏。对整流元件的保护有多种方式。

(1) 阻容吸收保护：利用电容器两端电压不能突变而能储存电能的基本特性，可以吸收瞬间浪涌能量而限制过电压。阻容吸收保护作为整流装置交流侧、直流侧及硅元件本身的过电压保护。

(2) 浪涌吸收保护：利用硒堆及压敏电阻的非线性特性吸收浪涌电流，抑制整流器输入端的过电压，保护整流器。

(3) 过电压保护：晶闸管整流器供电的励磁回路需要考虑过电压保护。当励磁回路有浪涌过电压产生，且超过过电压检测设定值时，过电压检测器向晶闸管发出触发脉冲，将电阻接入为浪涌过电压提供通路。过电压保护动作值不大于同步发电机励磁绕组耐压值的70%。浪涌电压过去后将晶闸管关断。

(4) 过电流保护：快速熔断器是硅元件的过电流保护；快速过电流继电器对整流桥内部故障、直流侧短路起保护作用。

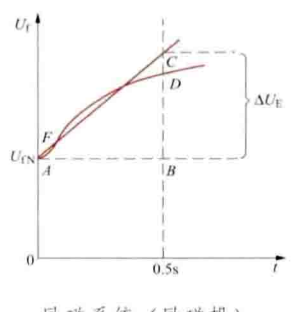
大容量励磁变压器应设置速断和过流保护，对于干式变压器还应设置温度保护；对油浸式变压器还应设置瓦斯保护。

交流励磁机设计裕度较大，运行可靠，一般不另设保护装置。

lici xitong dianya xiangyingbi

励磁系统电压响应比 (excitation system voltage response ratio) 从励磁系统电压响应曲线所确定的输出电压增长率除以额定励磁电压所得之值，是衡量励磁系统动态性能的重要指标。

励磁系统电压响应比是在同步发电机额定工况下，强行励磁建立励磁系统顶值电压的条件下确定的。输出电压增长率是在定义时间内的平均值，定义时间除另有规定外，通常采用第一个0.5s。



励磁系统（励磁机）电压响应曲线

对于旋转励磁机的励磁系统，励磁电压响应曲线如图中*AFD*所示。作直线*AC*，使在0.5s时间内，面积*ACB*等于曲线*AFDB*所围成的面积，*AC*即为在0.5s定义时间内的输出电压的平均增长线，它的响应比 $V_E=\frac{\Delta U_E}{U_{fN}\cdot 0.5}$，$s^{-1}$，式中 U_{fN} 为额定励磁电压。

对于自励式励磁系统，励磁系统电压响应比与电力系统的扰动形式有关，确定其响应比时应考虑适当的端电压降低和电流增加。

lici xitong dingzhi dianya beishu

励磁系统顶值电压倍数 (excitation system ceiling voltage ratio) 同步发电机的励磁系统在规定条件下能够提供的直流电压最大值与其额定励磁电压之比值。励磁系统顶值电压越高，电压响应速度也越快，可提高励磁系统的自动调节性能，有利于电力系统的稳定运行。但是考虑到电机的绝缘强度和造价等因素，顶值电压值应受到限制。中国国家标准规定：励磁系统顶值电压倍数应在1.8～2之间。

lianan chuli

联氨处理 (hydrazine treatment) 向锅炉给水添加联氨的处理方法。锅炉给水经过除氧器热力除氧后，再进行联氨处理，以进一步降低给水中的残余溶解氧，达到防止热力设备发生氧腐蚀的目的。对于有铜系统的机组，联氨处理是首选的给水处理方式。

联氨是一种还原剂，特别在碱性溶液中是很强的还原剂，可与水中的溶解氧发生如下反应：

$$N_2H_4+O_2 \longrightarrow N_2+2H_2O$$

反应产物对热力系统设备无害。联氨也是一种钝化剂，可以用于热力设备停用保护和化学清洗。（见锅炉化学清洗、热力设备停用保护）

世界各国对联氨除氧的效果是肯定的，不仅广泛用在高压及以上的锅筒锅炉，也用于直流锅炉。联氨除氧的效果与溶液的温度、pH值和联氨的过剩量等有关。对于高压及以上的大型机组，锅炉给水采用全挥发性处理温度为205～270℃，调整给水pH值在适当的范围内，控制联氨的过剩量为10～30μg/L时，可获得良好的除氧效果，所以联氨常与氨水同时加入给水。

联氨在高温（$t>200$℃）水中还能还原铁和铜的氧化物，有利于减缓锅炉水冷壁管生成铁垢和铜垢。联氨受热会分解成氨，但联氨的热分解速度远小于它与氧、氧化铁和氧化铜的反应速度，因此，并不影响联氨的除氧和防垢效果。

锅炉给水的联氨加入量，一般按省煤器入口实测的给水联氨量来控制。在处理初期，给水系统金属表面的氧化物也消耗联氨，为此，要多加些；当给水中出现较高过剩量时，逐步减少加入量，直至正常。联氨的加入点，一般在高压除氧器出口的给水管上，如加在凝结水泵出口，可减轻低压给水系统的腐蚀，但要增加联氨的消耗量。联氨与氧在低温时的反应速度慢，可采用催化联氨。

联氨有毒，并被怀疑为致癌物质，对于无铜系统的机组，中国在提高给水纯度的前提下已经制定了给水只加氨的处理标准。

联氨具有挥发性，易燃烧，所以在保管、运输和使用时应遵守有关的安全规定。联氨应密封保存在露天仓库或可燃物仓库中。联氨对呼吸系统和皮肤有害，因此要求空气中联氨蒸气量不超过1mg/L，如浓度达到4.7%（按体积计）遇火即燃烧。使用联氨必须有安全措施，储存装置必须密封，设在通风良好并有水源的地方。操作人员必须戴胶皮手套、防护眼镜和口罩等。

lianhe shuichuli

联合水处理 (combined water treatment, CWT) 见加氧处理。

lianhexunhuan biangongkuang xingneng

联合循环变工况性能 (off-design performance of combined cycle units) 联合循环机组在偏离设计工况的所有稳态工况下运行时，燃气轮机、余热锅炉和汽轮机的运行参数与性能参数的变化关系。其主要影响因素有联合循环的类型、外界负荷、大气条件、调节方式，以及机组的轴系布置方式等。火电厂广泛应用的联合循环方式为无补燃余热锅炉型联合循环。

循环中各组成部件的变工况性能 工况变化时必然首先影响联合循环中燃气轮机、余热锅炉和汽轮机等部件的性能，最后才集中体现为联合循环机组性能的变化。为此，要先分析当机组的负荷变化时，各组成部件性能的变化规律，随后讨论轴系方案与大气条件对整机性能的影响。

可变几何因素的应用与影响 指在机组运行中某些零部件（如压气机可调导叶、透平可调喷嘴等）能按工况变化的需要，改变其几何形状（简称变几何），以适应新工况的要求。通常，以压气机可调导（静）叶应用较多。在结构上该类型导（静）叶的根部设计成圆柱形轴颈，径向安装在气缸上沿全周均布的圆柱形轴套中。同一列叶片用一个传动机构来驱动，使该列导（静）叶可同时旋转相同的转角。由于导（静）叶在安装角γ不同时气动与热力性能也不同，所以导致机组运行性能发生变化，为改善联合循环部分负荷工况下的经济性指标提供了条件。

燃气轮机变工况性能 图1给出了余热锅炉型联合循环中采用的单轴燃气轮机的变工况性能曲线，它设有压气机进口可调导叶IGV。当大气温度t_a已定而IGV又恒定地全开时，随

着外界负荷的下降，燃气轮机的初温 t_3^* 与排气温度 t_4^* 都要降低，但燃气流量 q_g 却变化很少，机组的效率下降较多。为了改善机组部分负荷工况下的效率，可以采用调节 IGV 的方案。调节时，随着负荷的降低，逐渐关小 IGV，使进入压气机的空气流量减少，以便保持较高的燃气初温 t_3^* 和排气温度 t_4^*。机组参数的变化关系如图 1 所示。图中有一个 IGV 调节区，其中燃气轮机的排气流量 q_g 随燃气轮机功率 P_{gt} 的降低而减小。但调节 IGV 有两种规律可循：①按等 t_{30}^* 规律调节；②按等 t_{40}^* 规律调节。前者先按 $t_3^* = t_{30}^*$ 保持不变的要求来关小 IGV，t_4^* 将随之升高。若设有 t_{4max}^* 限制，当 $t_4^* = t_{4max}^*$ 后，则按 t_{4max}^* 不变的原则来关小 IGV，直至 IGV 的安装角达到最小值 γ_{min} 为止；若无 t_{4max}^* 限制，则一直按 t_{30}^* 不变的原则来关小 IGV，直至达到 γ_{min} 为止。此后，不再调节 IGV，而 t_3^* 与 t_4^* 将随负荷的下降而减小。如用等 t_4^* 调节方案，则按 $t_4^* = t_{40}^*$ 保持不变的原则来关小 IGV，直到 γ 达到 γ_{min} 为止。燃气轮机的排气温度 t_4^* 随联合循环机组相对负荷（功率）$\overline{P}_{cc}$ 变化的关系如图 2 所示。

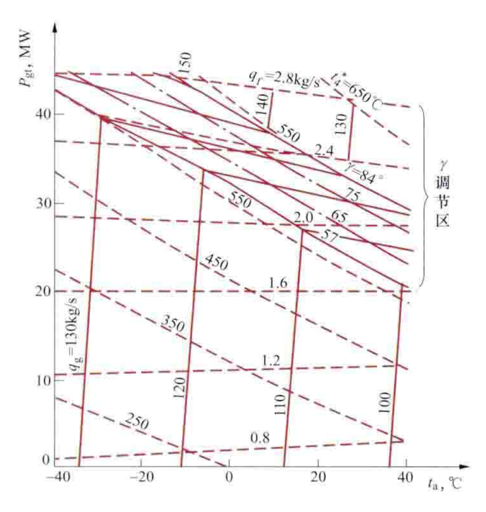


图 1 余热锅炉型联合循环中单轴发电燃气轮机的变工况性能曲线（IGV 调节）

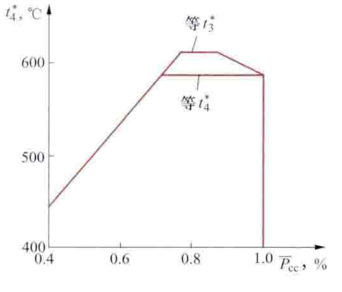


图 2 燃气轮机排气温度 t_4^* 随联合循环机组相对负荷（功率）$\overline{P}_{cc}$ 的变化关系

余热锅炉变工况性能 可以用主蒸汽流量 $q_s = f(p_s, q_g, t_4^*)$ 与主蒸汽温度 $t_s = f(p_s, q_g, t_4^*)$ 的函数关系来描述。p_s 是主蒸汽压力，q_s 随 q_g 和 t_4^* 的升高而增大，而且当 t_4^* 和 p_s 恒定时，q_s 与 q_g 呈直线变化关系。通常，余热锅炉按滑压方式运行，主蒸汽压力的变化关系如图 3 所示。

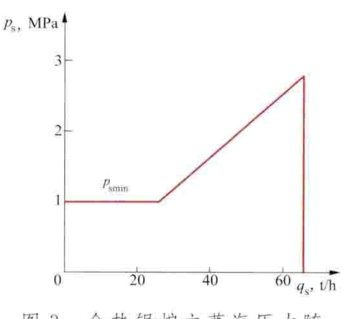


图 3 余热锅炉主蒸汽压力随蒸汽流量的变化关系

汽轮机变工况性能 联合循环中汽轮机的主蒸汽温度将随燃气轮机排气温度 t_4^* 的变化而变化，即随机组负荷的降低而下降，而且变化的幅度较大。如像一般汽轮机那样采用定压运行，负荷降低后汽轮机的排汽干度会迅速下降，末级叶片中水滴侵蚀作用加剧，湿汽损失加大，致使汽轮机效率降低。当采用滑压运行后，负荷降低时汽轮机的进汽温度和压力都下降，能有效地延缓排汽干度的降低。由此可以减缓机组热效率的下降程度。图 4 给出了汽轮机排汽干度 x 随负荷的变化关系。

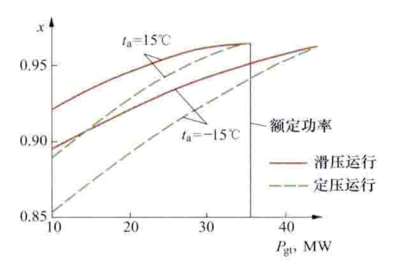


图 4 汽轮机排汽干度 x 随 P_{gt} 的变化关系

多压力级汽水系统联合循环的变工况性能 图 5 给出了双压力级汽水系统的联合循环在不同调节规律下机组相对效率 $\overline{\eta}_{cc}$ 随机组相对负荷（功率）$\overline{P}_{cc}$ 的变化关系。由图 5 可知采用双滑压汽水调节系统最有利。随着机组负荷的下降，余热锅炉的节点温差和接近点温差都会逐渐减小，其中接近点温差甚至会降为零，此时，省煤器中会发生汽化现象。为此，必须增大该温差的设计值。采用调节 IGV 的方法可以缓和接近点温差随负荷变化的程度，如图 6 所示。

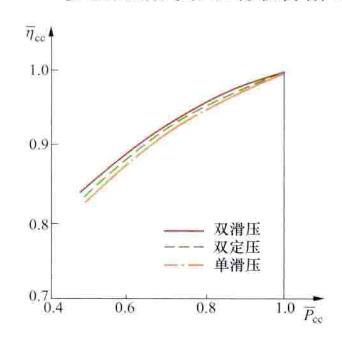


图 5 机组相对热效率 $\overline{\eta}_{cc}$ 随相对负荷 $\overline{P}_{cc}$ 的变化关系

多台燃气轮机组成联合循环的变工况性能 可以采用逐台启停方案来改善该类机组的变工况性能（见燃气-蒸汽联合循环机组运行）。

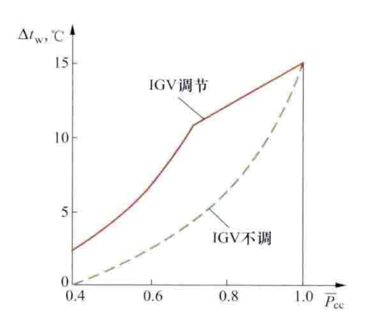


图 6 余热锅炉的接近点温差 Δt_w 随相对负荷的变化关系

大气参数变化的影响 图 7 所示为联合循环的最大负荷 $\overline{P}_{ccM}$ 随大气温度 t_a 变化的情况。相比之下，t_a 变化对联合循环的影响比对简单循环的影响小得多，原因是存在抵消功率变化的因素。例如：在最大工况 $t_3^* = t_{30}^*$ 下运行时，t_a 的下降会导致余热锅炉产汽量、汽轮机功率及机组功率的增大，但这时燃气轮机排气温度 t_4^* 却是下降的，这将导致汽轮机进汽温度下降，蒸汽做功量减少，由此抵消了机组功率增加的程度。正是由于 t_4^* 下降对热耗率所起的抵消作用，所以 t_a 对联合循环相对热耗率 $\overline{q}_{cc}$ 的影响比较小。大气压力与联合循环的功率成正比，但与热耗率无关。

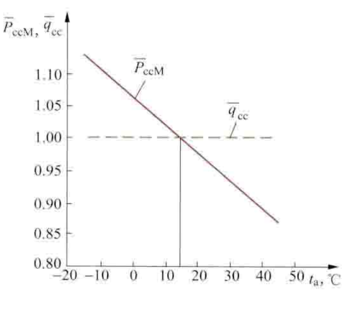


图 7 联合循环中最大负荷 $\overline{P}_{ccM}$ 工况随 t_a 的变化

大气湿度对联合循环性能的影响也很小，可以忽略不计。

lianhe xunhuan yure guolu

联合循环余热锅炉 (heat recovery steam generator for combined cycle units) 燃气-蒸汽联合循环中用来回收燃气轮机的排气余热，产生水蒸气以驱动汽轮机的换热设备。与通常的锅炉相比，在参数选择、结构设计、运行方式等方面有其特点。

构成 锅炉的汽水系统如图1所示，由省煤器12、蒸发器10和13、过热器9、联箱和锅筒（汽包）11等组成。再热循环中则增设再热器。在省煤器中锅炉给水被预热，升温到接近于饱和温度；在蒸发器中部分给水相变成饱和蒸汽；在过热器中饱和蒸汽被加热成过热蒸汽；在再热器中再热蒸汽被加热到设定的再热温度。

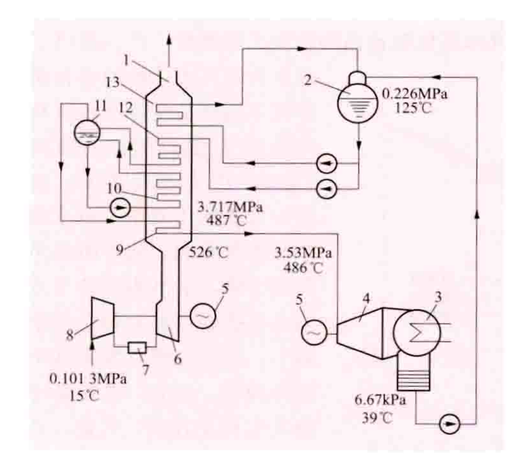


图1 余热锅炉的汽水系统

1—余热锅炉；2—除氧器；3—凝汽器；4—汽轮机；5—发电机；6—燃气透平；7—燃烧室；8—压气机；9—高压过热器；10—高压蒸发器；11—锅筒；12—高压省煤器；13—低压蒸发器

设计特点 为充分利用燃气轮机的排气余热，提高余热锅炉的效率，应尽可能降低余热锅炉的排气温度 T_{g5}。该温度受三个因素的制约：①“节点温差” Δt_p。是锅炉给水的饱和蒸发起始点温度 $T_7=T_s$ 与排气侧燃气温度 T_{g7} 之间的温差，如图2所示。该值越小，T_{g5} 就越低，排气余热的利用程度就越高。但 Δt_p 不能等于零，否则余热锅炉的受热面积须增至无穷大。通常取 $\Delta t_p=5\sim20$℃。②余热锅炉中汽水系统的压力级数。Δt_p 恒定时，“单压汽水系统”的 T_{g5} 最高，“双压汽水系统”的 T_{g5} 次之（如图3所示），“三压汽水系统”的 T_{g5} 最低。③酸露点或水露点。燃用含硫燃料时，排气温度 T_{g5} 应比排气的酸露点高10℃；在燃用无硫燃料时，T_{g5} 则应比水露点高10℃。

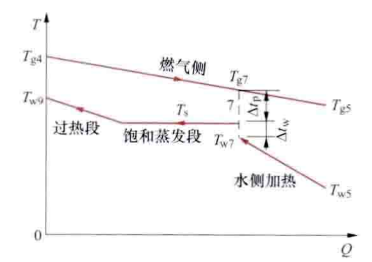


图2 单压汽水系统的余热锅炉中换热量 Q 与燃气和汽水温度 T 的关系

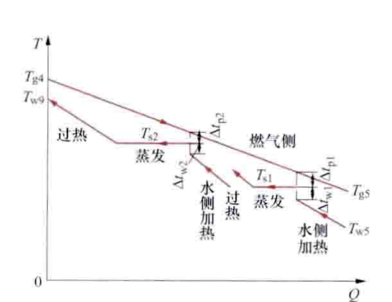


图3 双压汽水系统的余热锅炉中换热量 Q 与燃气和汽水温度 T 的关系

型式 按水循环方式划分，余热锅炉可分为自然循环型余热锅炉和控制循环型余热锅炉。在自然循环型余热锅炉中（如图4所示），蒸发器3、8、12与锅筒7、11之间的水循环是依靠自然循环来完成的。余热锅炉中燃气水平流过垂直布置的受热管簇，整台锅炉为卧式布局。在控制循环型余热锅炉中（如图5所示），水循环依靠控制循环水泵3来完成。燃气在余热锅炉中垂直地流过水平布置的管束，整台锅炉为立式布局（见图6）。当两种循环方式的传热面积相同时，自然循环方式不用设置循环水泵，不消耗外功，可用率较高（99.95%），钢结构、管道以及基础和撑脚轻而多，但占地面积较大；控制循环方式则相反，需要设置循环水泵，消耗外功，可用率约为97.50%，但优点是冷态起动时间约为20～25min，比自然循环（25～30min）略短，而且其立式布局可以节省占地面积。除以上两种循环方式外，还有兼备自然循环和控制循环效应的混合型余热锅炉。

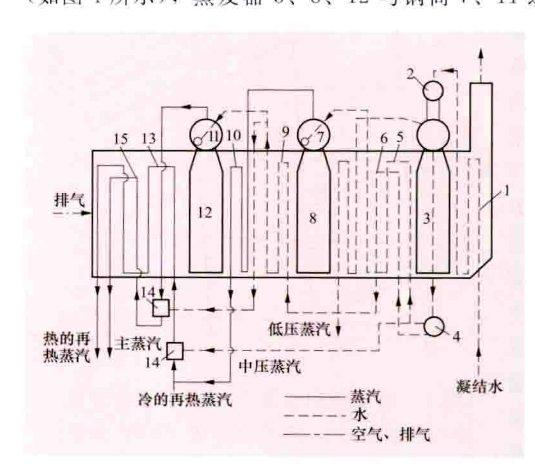


图4 三压有再热带整体除氧器的自然循环余热锅炉的汽水循环

1—凝结水加热器；2—整体除氧器；3—低压蒸发器；4—给水泵；5—中压省煤器；6—高压省煤器（第一级）；7—中压锅筒；8—中压蒸发器；9—高压省煤器（第二级）；10—中压过热器；11—高压锅筒；12—高压蒸发器；13—再热器；14—温度控制器；15—高压过热器

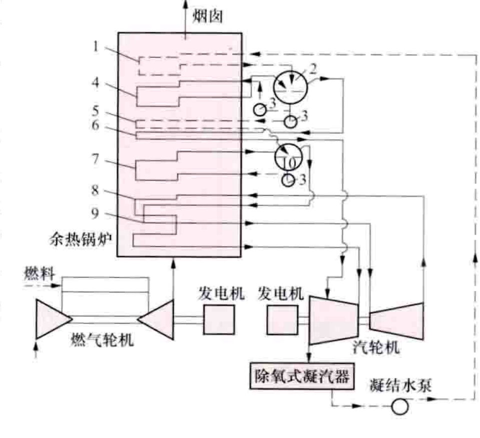


图5 双压有再热控制循环余热锅炉的汽水系统

1—低压省煤器；2—低压锅筒；3—循环水泵；4—低压蒸发器；5—高压省煤器；6—低压过热器；7—高压蒸发器；8—再热器；9—高压过热器；10—高压锅筒

按蒸汽参数划分，余热锅炉可分为单压力级、双压力级和三压力级，以及无再热式和有再热式。采用多压力级和再热式蒸汽参数有利于提高联合循环和余热锅炉的效率。余热

锅炉与汽轮机主蒸汽参数的选择规范是根据使联合循环效率最优化的原则制定的。随着燃气轮机排气温度的提高，余热锅炉的主蒸汽参数可以相应增高。其参考范围如下：单压余

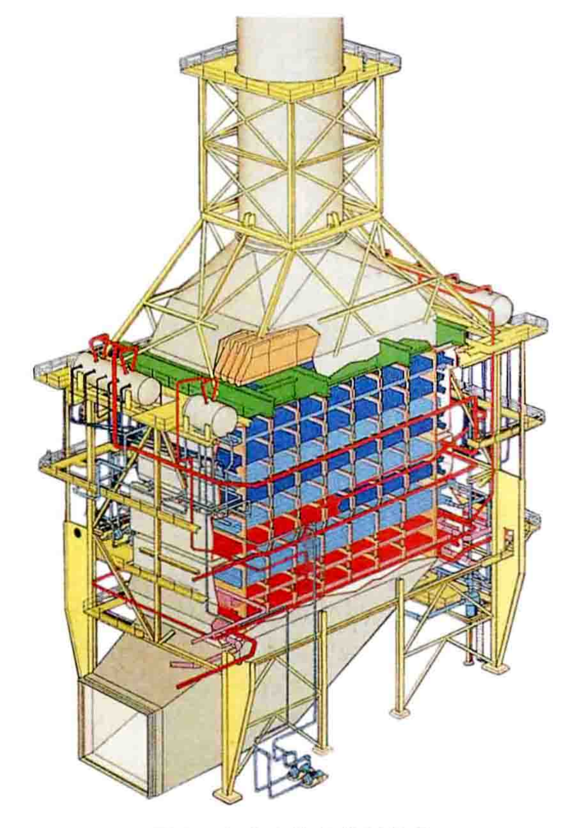


图 6 立式余热锅炉剖视图

热锅炉的热负荷为 30～200MW，压力介于 4.0～7.0MPa，温度为 480～540℃；双压无再热余热锅炉参数为 30～300MW/5.5～8.5MPa/500～565℃/0.5～0.8MPa/200～260℃；双压再热余热锅炉参数为 30～300MW/9.98MPa/500～565℃/2.06～2.75MPa/500～565℃/0.55～0.8MPa/305℃；三压无再热余热锅炉参数为 40～300MW/5.85～8.60MPa/520～565℃/0.69～1.07MPa/270～300℃/0.17MPa/160～180℃；三压再热余热锅炉参数为 50～300MW/9.98MPa/520～565℃/2.06～2.75MPa/520～565℃/2.06～2.75MPa/305℃/0.28MPa/260℃。按美国 GE 公司规定，当燃气轮机的排气温度达 538℃后，才可选用再热循环，否则再热温度不能达到规定值要求；排气温度低于 568℃时，主蒸汽温度应比排气温度低 30℃。

此外，余热锅炉还可分为有补燃式和无补燃式。补燃式余热锅炉需要在入口管道部位或余热锅炉内增设补燃装置，以增大燃气的热负荷，有利于提高蒸汽的参数和容量，广泛应用于有供热的联合循环中。在采用高温、高效率燃气轮机的联合循环中，通常已不再使用补燃方式，因为使用该方式会使净热效率下降。补燃后的燃气温度大多取为 750℃左右，最高为 800～900℃，这样可以使余热锅炉的汽水系统与无补燃余热锅炉类似，否则炉膛要用水冷壁结构。

运行特点与变工况特性 ①按滑压方式运行。负荷降低时，主蒸汽压力首先线性地下降，达到某一合适的最低压力限值后，维持恒压运行。有的机组在 80%负荷以上按等压方式运行，随后按滑压方式运行，达到合适的最低压力限值后，再按等压方式运行。②蒸汽流量随燃气轮机功率的降低而减少，但会随饱和蒸汽压力的降低而略有增大的趋势。③过热蒸汽温度主要随燃气轮机排气温度的下降而降低，受燃气流量和蒸汽压力的影响较小。④从图 2 和图 3 可知，余热锅炉中省煤器出口的水温 T_{w7} 总是低于相应压力下水的饱和温度 T_s，两者的差值 $\Delta t_w = T_s - T_{w7}$ 称为"接近点温差"。燃气轮机的排气温度 T_{gt} 下降时，Δt_w 会明显地减小，即省煤器出口的水温将逼近饱和水温。因此，与单轴燃气轮机匹配工作的余热锅炉在大气温度较低，以及起动和低负荷时，省煤器容易发生部分给水汽化，致使省煤器管壁过热。为防止该故障的发生，设计时应取 Δt_w $=5\sim20$℃。Δt_w 受燃气轮机排气流量的影响较小。⑤起动过程中应防止蒸汽流量和温度变化过于剧烈，以防余热锅炉的部件承受热应力过大，而发生低频的疲劳破坏。⑥机组负荷下降时，余热锅炉的效率也随之降低。

lianluo bianyaqi

联络变压器 (interconnecting transformer) 连接不同电压等级电力系统的电力变压器。在发电厂升压站或变电站中有两种电压等级的母线，并在两不同电压系统间有功率交换时，需增设连接两种电压等级母线的联络变压器。

联络变压器多采用三绕组变压器，其第三绕组可作为平衡绕组消除三次谐波，在发电厂又可作为厂用电备用电源，或连接限制内部过电压用的并联电抗器等。

高、中压侧的电网为中性点直接（或有效）接地系统时，联络变压器可采用自耦变压器。

交换功率变化频繁而幅度大时，联络变压器的压降变化也大，联络变压器需配备有载调压装置，以保证两级母线的电压水平。

lianzhouqi

联轴器 (coupling) 汽轮发电机组中各转子间的连接部件。通常由螺栓连接的两个对轮所组成，故又称靠背轮。联轴器的作用是使各个转子相互连接组成轴系，传递扭矩及轴向推力，以及转子的热膨胀位移等。在多缸汽轮机组中，高、中压缸转子间的联轴器，将高压转子产生的扭矩传递给中压转子；在中、低压转子之间的联轴器，将高、中压转子产生的扭矩传递给低压转子；在低压转子与发电机转子间的联轴器，将高、中压及低压转子产生的扭矩传递给发电机转子。因此从高压至低压联轴器尺寸越来越大。但发电机转子与励磁机转子之间的联轴器是由发电机向励磁机传递扭矩，带动励磁机转动，因此这个联轴器尺寸很小。

联轴器根据结构特点分为刚性、半挠性和挠性联轴器。

刚性联轴器 套装转子联轴器的两半分别过盈套装在准备连接的两主轴端头上；整锻转子的联轴器则由转子锻件直接车削制成（见图 1）。两半联轴器对准中心后一同铰螺孔，用严密配合的紧固螺栓连接。刚性联轴器传递扭矩的方式有两种，一是利用螺栓的挤压和剪切来传递扭矩，二是利用联

轴器法兰接触面间的摩擦力传递扭矩。刚性联轴器结构简单，加工方便，传递力矩大，在汽轮发电机组中用得最普遍，但对两轴的对中要求较高。

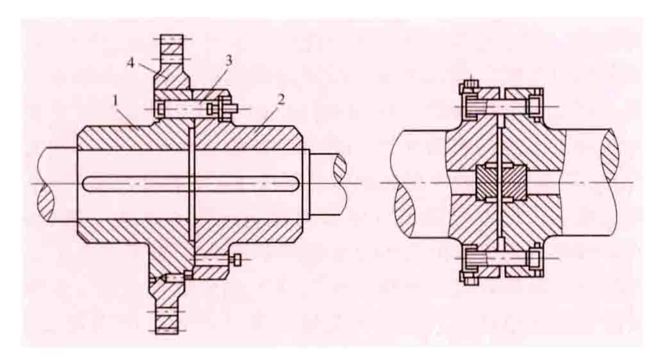


图 1　刚性联轴器

1、2—联轴器；3—螺栓；4—盘车齿轮

半挠性联轴器　是在两半刚性联轴器间加装一个波形节构成（见图 2）。由于波形节刚度小，不易将一根转子的轴向位移和振动传递给另一根转子，因此对转子的对中要求低，通常用于汽轮机和发电机的连接。

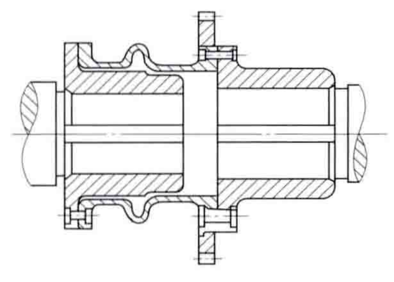


图 2　半挠性联轴器

挠性联轴器　这种联轴器允许转子有单独的轴向位移，允许相连两转子对中有一定的偏差，但传递功率有限，有一定磨损，而且制造复杂，其结构见图 3。

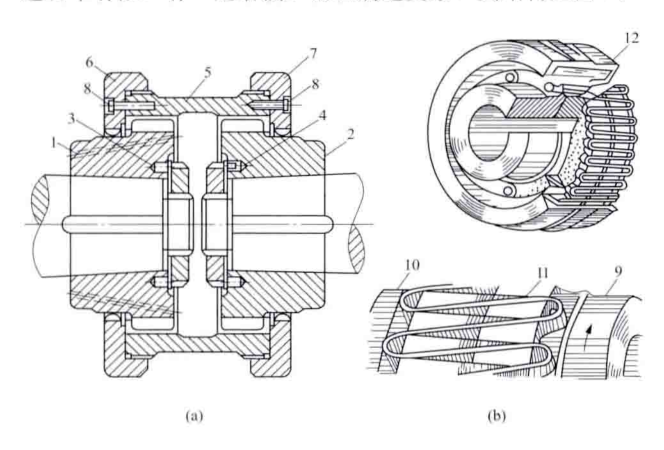


图 3　挠性联轴器

(a) 齿轮式联轴器；(b) 蛇形弹簧联轴器

1、2—齿轮；3、4—螺帽；5—套筒；6、7—挡环；8—螺钉；9—主动轮；10—从动轮；11—蛇形弹簧；12—外壳

联轴器是轴系中的重要部件，考虑到其连接螺栓可更换，在设计轴系时通常将其作为轴系中的薄弱环节以保护主轴，但强度应能承受电网非正常运行时作用的冲击扭矩。为使刚性联轴器连接螺栓不轻易扭断所采用的措施，一是采用剪力环，其连接螺栓直径小于螺孔直径，在联轴器结合面部位的螺杆与螺孔间加一环状金属圆套称为剪力环，其功能是增加承受扭矩能力，并当联轴器受到非正常扭矩冲击时，剪力环比螺栓先损坏（见图 4）；二是设计的连接螺栓要有足够预紧力，以加大联轴器接合面摩擦力，增加依靠联轴器结合面传递扭矩的能力。

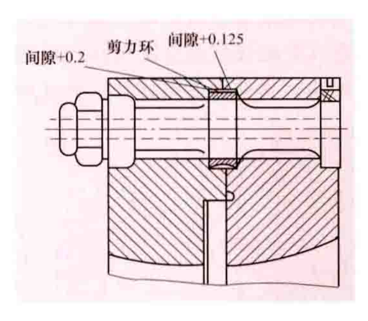


图 4　带有剪力环的刚性联轴器

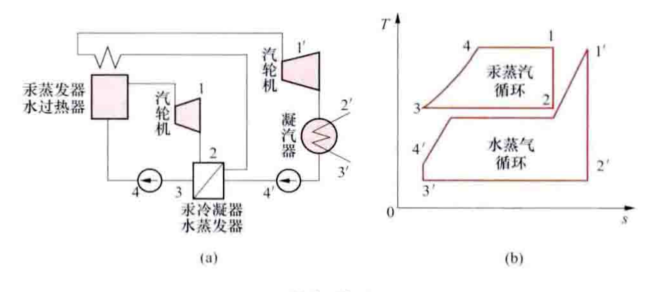
联轴器螺栓孔为铰制，与螺栓配合为 H7/K6 过度配合，螺栓常用材料为 35CrMoA、25Cr2MoV 及 25Cr1MoV。

liangqi　xunhuan

两汽循环　(binary vapor cycle)　两种蒸汽联合运行的叠置热力循环。其目的在于借助两种工质性质的不同，实现高温限等温吸热过程和低温限等温放热过程，从而提高循环效率。

在给定的上限温度和下限温度之间，卡诺循环效率最高。能否方便地使蒸汽动力循环尽量接近这两个温度限间的卡诺循环，在很大程度上取决于工质的热力性质。理想的工质性质应是：①临界温度远高于上限温度，使工质能在上限温度下处于相变区进行等温等压吸热，压力值应适中，以避免动力装置在过高的压力下运转；②在下限温度时，工质的饱和压力不宜太低，以避免凝汽器内真空度过高；③在上限温度及下限温度时，工质的汽化热要大，而液体比热容要小。完全符合上述要求的工质很难找到，但几种工质配合，相互取长补短而接近上述要求还是可能的。

两汽循环的想法有很高的理论价值，如能发现性质优异的工质，就可大幅度地提高循环效率，整个装置也不复杂。单从临界温度和汽化压力来说，水银和水是匹配尚好的一对工质，人们已经对其做了理论计算并已建立了试验装置，如图所示。在该装置中，以水银为工质的朗肯循环在 525℃的温度下等温等压地蒸发从高温热源吸热，并在一个适当的中间温度下等温等压地凝结，它所放出的热量借以提供给以水蒸气为工质的朗肯循环，作为后者的热源。以水蒸气为工质的朗肯循环则在 30℃的温度下向低温热源放热。该试验的热效率可达 45%。



两汽循环

(a) 热力系统图；(b) 温-熵（T-s）图

对于热力循环工质来说，除了热力性质外，还要求工质的传热性质好、价廉、丰富、无毒、化学稳定等，水银很多

都不能满足。因此对于工业应用，水银不是理想工质。

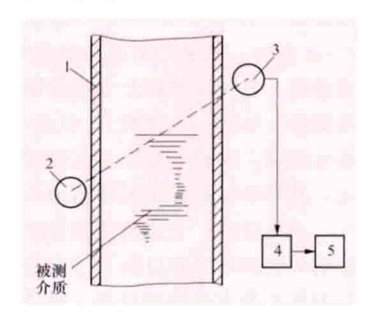
liaowei jiance

料位检测 (material level measurement) 对储仓中固体块料或粉料表面位置所进行的测量，以了解储仓中所储物质的数量。也称为物位测量。常用的检测方法有自动重锤探测式、核辐射式和超声波式。

自动重锤探测式料位计 由伺服电动机、悬有重锤的钢丝绳、料位发信装置以及带微处理器的显示仪表组成。伺服电动机转动放下重锤，当重锤碰到料面后，发信器发出信号给微处理器，使重锤停止下降并发出升锤信号，电动机收到升锤信号后反转使重锤上升，并发出料位信号值给显示仪表。重锤升至仓顶后电动机停转，经一段延时后再重复上述动作。

核辐射式料位计 测量系统如图所示。储仓下侧装有γ射线辐射源，储仓上侧装有γ射线接收器，随着料面高度的变化，γ射线穿过料层后的强度也发生变化，接收器检测出射入的γ射线强度并通过显示仪表显示出料位高度。核辐射式料位计在火力发电厂中已极少使用。

超声波式料位计 储仓顶部对着料面装有超声波发生器及接收器。超声波发生器发出的超声波经空气层射至料面后被反射，一部分反射被接收器接收。由超声波发射至接收所经历的时间乘以声速就可计算出料位高度。由于空气温度高低会影响声波的传播速度，因此还需测量空气温度以修正声速。超声波料位计适于测量粒度较大的块料料位。



核辐射式物位仪表的组成示意图

1—容器；2—核辐射源；3—检出器；4—电子转移单元；5—指示单元

料位检测中还使用雷达式物位测量仪表、物位开关等。

linsuanyan chuli

磷酸盐处理 (phosphate treatment) 向炉水中添加磷酸盐防止水冷壁结垢和腐蚀的处理。

磷酸盐处理的作用 磷酸盐处理可消除炉水中的硬度、提高炉管的耐腐蚀能力、减缓水冷壁的结垢速率。

(1) 消除炉水中的硬度。在碱性炉水条件下，一定量的磷酸根 (PO_4^{3-}) 与钙、镁离子形成松软的水渣，易随锅炉排污排除，其反应如下：

$$10Ca^{2+}+6PO_4^{3-}+2OH^- \longrightarrow Ca_{10}(OH)_2(PO_4)_6 \downarrow$$

$$3Mg^{2+}+2SiO_3^{2-}+2OH^-+H_2O \longrightarrow 3MgO \cdot 2SiO_2 \cdot 2H_2O \downarrow$$

(2) 提高炉管耐腐蚀能力。磷酸盐处理可维持炉水的pH值，提高炉水的缓冲能力，即提高炉管耐腐蚀的能力。当凝汽器泄漏而又没有凝结水处理时，或有精处理设备但运行不正常时，或补给水中含有机物时，都可能引起炉水pH值下降。这时采用磷酸盐处理的炉水，其pH值缓冲能力要比其他处理方式强。

(3) 减缓水冷壁的结垢速率。与其他炉水处理相比，磷酸盐处理锅炉的结垢速率较低。

磷酸盐处理方式 磷酸盐处理分为常规磷酸盐处理、协调pH-磷酸盐处理、低磷酸盐处理和平衡磷酸盐处理等几种处理方式。

(1) 常规磷酸盐处理 (phosphate treatment, PT)。向锅水中加入磷酸三钠的处理。一般用于锅筒压力在15.8MPa以下的锅炉，使用剂量较大，要求锅筒内有给水洗汽装置。

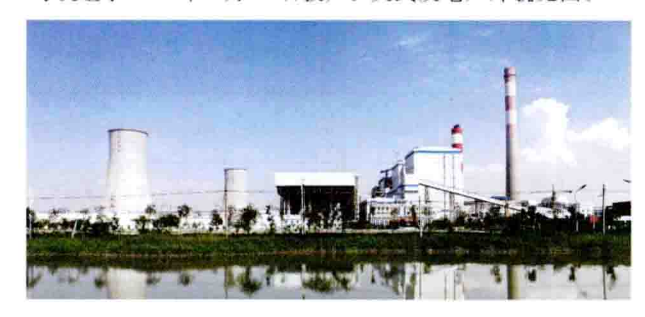
(2) 协调pH-磷酸盐处理 (congruent phosphate treatment, CPT)。为了防止炉水产生游离氢氧化钠，维持Na^+与PO_4^{3-}的摩尔比为2.6～3.0的磷酸盐处理。这种处理方式在20世纪90年代以前比较流行，现已经很少使用。

(3) 低磷酸盐处理 (low phosphate treatment, LPT)。向炉水中加入少量磷酸三钠的处理。一般维持磷酸根浓度小于1mg/L。一般用于亚临界压力锅筒锅炉。

(4) 平衡磷酸盐处理 (equilibrium phosphate treatment, EPT)。维持炉水中磷酸三钠含量低于发生磷酸盐隐藏现象的临界值，同时允许炉水中含有不超过1mg/L游离氢氧化钠，以防止水冷壁管发生酸性磷酸盐腐蚀以及防止炉内生成钙镁水垢的处理。一般用于亚临界压力锅筒锅炉，需要进行专项试验确定磷酸盐的平衡点。

Lingwu Fadianchang

灵武发电厂 (Lingwu Power Plant) 位于宁夏回族自治区灵武市以北6.0km处。电厂一期工程安装2×600MW亚临界直接空冷机组，同步建设烟气脱硫装置，于2005年6月开工，1号和2号机组分别于2007年6月和9月投产；二期工程安装2×1000MW超超临界直接空冷机组，同步建设烟气脱硫及脱硝装置，于2008年12月27日开工，3号机组于2010年12月28日投产，是世界首台1000MW超超临界直接空冷机组，4号机组于2011年4月25日投产。灵武发电厂外貌见图。



灵武发电厂外貌

工程特点 二期工程锅炉为超超临界变压运行螺旋管圈水冷壁、单炉膛、一次中间再热、前后墙对冲燃烧方式、平衡通风、露天布置、固态排渣、全钢悬吊结构Π型直流锅炉，最大连续蒸发量(BMCR)工况下主蒸汽流量为3100t/h、主蒸汽压力/主蒸汽温度/再热蒸汽温度为26.25MPa (a) /605℃/603℃，额定工况保证效率(LHV) 93.7%，由东方锅炉股份有限公司制造；汽轮机为超超临界、一次中间再热、四缸四排汽、单轴、直接空冷凝汽式汽轮机，额定功率为1000MW，额定主蒸汽压力/主蒸汽温度/再热蒸汽温度为25MPa (a) /600℃/600℃，额定背压为13kPa (a)，保证热

耗 7658kJ/(kW·h)，由东方汽轮机有限公司制造；发电机为水氢氢冷却、无刷励磁汽轮发电机，铭牌功率为1000MW，额定容量为 1120MV·A，功率因数为 0.9，由东方电机有限公司制造。

总平面采用配电装置-主厂房及脱硫设施-储煤场三列式布置格局，辅助、附属设施布置在主厂房固定端侧。厂区占地面积为 38.9hm^2。

主厂房采用汽机房-除氧间-煤仓间-锅炉房四列式布置格局，A 排距烟囱中心线 226.5m，"两机一控"集控楼布置在两炉中间，2 炉合用 1 座高 240m 双管套筒式烟囱；主厂房为钢结构，运转层标高 17m。

给水系统配置 2×50%容量汽动给水泵、50%容量双列卧式管板式高压加热器；凝结水系统配置 3×50%容量立式凝结水泵；旁路系统采用 30%BMCR 容量高、低压两级串联旁路。

烟风系统采用 2×50%容量静叶可调轴流式引风机，2×50%容量动叶可调轴流式一次风机和送风机；制粉系统采用冷一次风直吹式制粉系统，配置 6 台中速磨煤机。

冷却系统主机采用排汽 80 个冷却单元、冷却面积为 2 235 000m^2 的直接空冷系统；给水泵汽轮机排汽采用间接空冷系统，辅机冷却水采用机力通风冷却塔系统。耗水指标为 0.092 8m^3/(s·GW)。空冷装置全部由国内生产供货。

电气主接线系统采用发电机-变压器组单元接线，750kV 气体绝缘封闭式组合电器 GIS 配电装置采用 3/2 断路器接线方式；主变压器采用单相变压器。中压厂用电采用 10kV 一级电压系统。

机组采用炉、机、电集中控制方式，每台机组设 1 套分散控制系统（DCS）。

运行情况　三期工程主要设计指标、性能试验指标及 2011 年运行技术指标见表。

设计及性能试验/2011 年运行技术指标

项　目	设计值	3 号机组	4 号机组
发电标准煤耗率 [g/(kW·h)]	282.7	283.26/289.72	286.41/290.64
供电标准煤耗率 [g/(kW·h)]	299.69	300.54/307.73	303.16/308.44
厂用电率 (含脱硫,%)	5.67	5.75/5.85	5.53/5.77
利用小时 (h)	5500	—/6025	—/4896

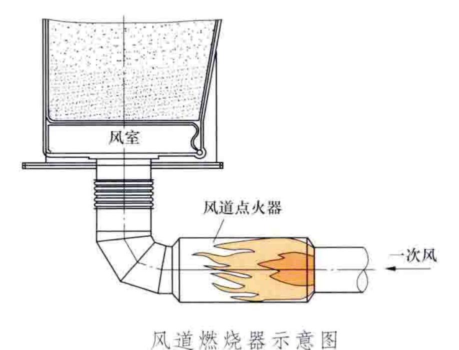
liuhuachuang guolu dianhuo zhuangzhi

流化床锅炉点火装置

（warm up facility for FBC boilers）　为流化床锅炉（包括鼓泡流化床锅炉和循环流化床锅炉）起动提供热源，将点火床料（灰渣或河沙）加热并引燃给煤，使之正常燃烧的加热设备。主要功能为：①将床料从室温加热至煤流化着火所需的最低的温度（450～700℃，依煤种着火特性而异）；②在点火起动（或转为停运）期间控制锅炉炉内温度梯度，使炉内耐火材料匀速升温（或降温），以减小其热应力；③锅炉给煤临时中断时，短时间维持锅炉部分负荷。

根据流化床锅炉的点火方式，点火装置分为床下加热点火装置和床上点火装置，一般均采用柴油或天然气作为燃料，配备油枪、配风器、点火器、火焰监测保护和热工监控装置及辅助系统设备。

床下加热点火装置　又称风道燃烧器（duct burner，见图），主要由燃烧器和燃烧室构成，与锅炉一次风道串联或并联布置。燃油产生的高温烟气在燃烧室尾段与一次风混合为约 500℃ 的加热介质，经风室和炉底布风装置进入炉膛，流化加热床料。当流化床锅炉点火起动时，一般最先投运风道燃烧器。



风道燃烧器示意图

床上点火装置　除考虑火焰射流刚度和角度、加热均匀性、防磨、防堵等因素之外，与常规燃油炉油燃烧器的型式很接近。其喷口在炉膛下部沿周布置，距布风板一般为 2.5m 左右，燃油产生的高温烟气直接加热点火床料，并引燃给煤。在燃用低挥发分难燃煤种时，有些锅炉还加设床内燃烧器（bed lance 床枪），以进一步提高床温，使给煤顺利着火燃烧。床枪一般在点火料层温度大于或等于 500℃ 时投运，其喷口标高距布风板约为 0.5m。

在设计时，上述流化床锅炉各种点火装置的台数及布置依锅炉的热功率和总体设计而定，各点火装置的总热功率通常为锅炉最大连续蒸发量（MCR）的 30%或略高些。

早期的流化床锅炉采用床上点火方式起动，锅炉仅布置床上点火装置。这种点火方式存在燃油热量利用率低，点火过程不易控制等缺点。现代流化床锅炉一般采用床上、床下或联合加热的方式点火起动。若锅炉风室前布置风道燃烧器，炉膛内布置床上点火装置，点火过程可根据锅炉温升情况准确控制，点火成功率很高。

liuhuachuang guolu mei de zhibei xitong

流化床锅炉煤的制备系统

（coal handling system for FBC boiler）　为流化床锅炉制备具有一定粒度和相应级配的入炉煤的设备组合。根据入厂煤的物理特性，系统中常设置 1～2 级碎煤机和煤筛。电厂的入厂煤粒度一般在 200～300mm 左右，通常需设置两级碎煤机，第一级碎煤机的出料粒度在 30～50mm 左右，第二级碎煤机的出料粒度在 1～7mm 左右，同时要根据燃用煤种的不同满足相应的粒度级配要求。

由于第二级碎煤机的出料粒度直接影响到锅炉的效率，故第二级碎煤机的选型是系统的关键。第二级碎煤机的类型，从控制出料粒度来分，有可调型和不可调型两种。可调型如双辊式碎煤机和不带底箅的可逆锤击式碎煤机，是分别通过调整两辊间距和锤击板与锤头间距来适应不同的出料粒度的。不可调型如带底箅的碎煤机，因底箅在出厂时已一次确定，底箅的开孔尺寸一般在 12mm 左右，对水分稍大的煤适应性较差。从碎煤机转子的转速来分，有高

速型和低速型两种。高速型的如锤击式碎煤机是以锤击破碎原理为主，生产效率较高，对铁件以外的杂物敏感性不大，但破碎过程中易产生粒度过细的煤，送风量大，粉尘大，对环境污染较大。低速型的如双辊式碎煤机，其破碎原理为碾压，在破碎过程中不易产生粒度过细的煤，送风量较少，粉尘小，对环境污染较小，但辊子的磨损快，适用于出力不大的情况；当煤中含有铁件、矸石等难碎杂物时，易因碎煤机的自我保护而产生过粗粒度的煤。过粗和过细粒度的煤对循环流化床的底渣含碳量和飞灰量都有影响。

对表面水分较大的煤，为避免碎煤、给煤设施及煤仓内的黏结，第二级碎煤机可采用通风式的，利用热风或抽炉烟进行适当干燥。

该系统中的煤筛一般设在第一、二级碎煤机之间，应根据具体煤质情况慎重选择煤筛类型。制备好的符合入炉粒度要求的燃煤经输送系统进入炉前储煤仓储存备用。储煤仓的煤经重力计量式给煤机送入炉膛。

liuhuachuang guolu tiaoshi

流化床锅炉调试 (commissioning of fluidized bed boiler) 流化床锅炉与燃烧煤粉锅炉的调试程序大体相同，但流化床锅炉具有如冷态通风试验、烘炉、锅炉加填床料等一些独有的调试内容。

冷态通风试验 锅炉在冷态下模拟热态运行进行炉内通风，检查各部分空气通流情况，判断炉膛空气动力工况是否良好，为流化床燃烧提供参考数据。试验项目有：①布风装置检查：对风帽式或密孔板式布风装置进行外观检查，其伸出高度、垂直度、分布状况应符合设计要求；通风检查风帽或密孔板小孔的通气状况，堵塞的小孔数量在全部小孔数量的1%以下；以同样方法检查返料装置中的通风孔。②风量测量元件标定：为做好炉内流化床气流及燃烧调整时的风量控制，用标准测速管在常用的风量范围内对布置在一、二次风管道内的各种风量测量元件进行标定，求得测量元件的差压修正系数，减少由于元件前后直管段长度的局限和制造、安装或变送器的误差，以及传压仪表管路、接头等处的泄漏所引起的风量偏差。③布风板阻力试验：以各风量保持和热态相等的动量比为模拟条件，测定并整理出床体布风板、返料装置等部位的风量与阻力关系曲线，供热态运行参考；用风速测量仪测定布风板上方各部位的风速，进行通风均匀性的确认。布风板的阻力通常为热态加床料后整个床层的25%～30%。④流化均匀性和最小流化风量试验：加入颗粒度符合要求、具有一定厚度的物料，观察床料流化状态和均匀性，测定能够维持流化的最小风量。⑤双布风板流化床应在相同的阻力下确定两侧风量差异。

烘炉 通过炉内缓慢升温，将炉墙、分离器、烟道及返回装置等部位的耐火防磨浇注料及保温材料中的水分逐渐蒸发直至烘干，防止水分急剧蒸发造成裂缝，剥落损坏。升温及保温的方式及速率应符合浇注材料生产厂商的要求。通常可分两个阶段加热。第一阶段为低温加热，将邻炉的热风、热烟气送入炉内、厂内辅助蒸汽加热炉水，用烘炉机加热烟气干燥或启用自身的油（气）燃烧器加热，至炉膛出口烟温达500℃左右。第二阶段为高温加热，在配合机组起动并网带低负荷运行时进行油煤混烧，使炉膛出口烟温逐渐升至650℃左右后烘炉结束。用自身燃烧器点火加热前，应首先将敷设于燃烧器周围的耐火材料烘干，烘炉的同时应维持正常的炉水循环、汽水品质监督和炉内加药。

试运调整 冷态起动点火多采用油（气）燃烧器，分床上和床下两种方式，后者对加热床温的热量利用效率更高。各种炉型、床体结构对床温、风量、床层高度、差压、燃料粒度和返料量等参数的控制是有差异的。调整要点一般有：①初次加填床料可采用邻炉的排渣或砂，最大粒度控制在8mm以下，各种粒径配比，料层厚度为600mm左右，流化状况下床体阻力保持为4.5～5.5kPa，占炉膛总压降的20%～25%为宜。②初点火阶段应对一次风量进行控制，使物料处于微流化状态。床温加热到500℃左右时可缓慢增大风量，使床层达到稳定流化状态。③在床温达到600℃左右时可开始少量给煤，随着煤量的增加，点火油（气）量相应减少，当床温达750～800℃时可停用点火燃烧器。④改变总风量及一、二次风的配比，采用外置式换热器的锅炉，通过控制流经换热器颗粒的流量，可使床温、炉膛出口烟温、主蒸汽温度、再热蒸汽温度明显变化，需通过调整试验确定。床温及炉膛出口烟温应控制在900℃左右。⑤床层过高或过低都会影响流化质量，通常以床层的阻力控制冷渣机排渣速度和给煤量的变化，以及底渣占燃料灰分的份额，需在不同的负荷下由试验确定。⑥床温稳定在850～900℃时可开始逐步增加返料量，返料量的变化会影响到床温。改变返料装置的通风量对炉内工况有一定的影响，需经过调试确定。⑦双布风板流化床运行时应加强床温和床压的控制，及时修正两侧的不平衡，防止两床失稳和翻床。应确定床压与负荷的最佳关系；两侧给煤量均衡，及时排渣；控制一次风压，使挡板工作在较佳的特性区域，保证两侧一次风量的控制性能；改变外置式换热器的颗粒流量，调整汽温时注意对两侧床压的影响。⑧首次起动过程中应注意整台锅炉的膨胀，膨胀状况较复杂的高温分离器和返料装置应处于无阻碍的状态下。⑨在冷态起动过程中，应注意承压部件的金属壁温上升速度、锅筒上下壁温差的限制，以及耐火防磨浇注料的温升速度不应超过60～80℃/h，一般床温达到500℃前炉膛升温速度不大于28℃/h，以后可提高到不大于56℃/h。⑩在床内添加适量的石灰石或白云石粉末可进行简便的脱硫。锅炉运行工况调试稳定后才能逐渐送入添加剂，加入量、粒度大小等对脱硫的效果有较大影响，需通过试验确定。

liuhuachuang ranshao

流化床燃烧 (fluidized-bed combustion，FBC) 见流化床燃烧技术。

liuhuachuang ranshao jishu

流化床燃烧技术 (fluidized-bed combustion technology) 利用气固两相流化床工艺实现固体燃料燃烧的技术。它是为解决煤燃烧导致的SO_2及NO_x排放问题及低热值燃料的燃烧问题而开发的一种新型燃烧技术。流化床燃烧一般控制炉膛温度在850～950℃，与其他燃烧方式相比较，流化

床燃烧属于低温燃烧工艺。在这个温度范围内，燃料颗粒的燃烧反应速度不仅受控于氧的分压及其扩散条件，而且更受控于床温因素，即化学动力学条件。

分类　依采用的流化床状态不同，常用的流化床燃烧方式可分为鼓泡流化床燃烧（BFBC）和循环流化床燃烧（CFBC）两大类。采用这两种燃烧方式的锅炉分别叫做鼓泡流化床锅炉（BFBB）和循环流化床锅炉（CFBB）。由于燃烧及传热性能等条件的限制，鼓泡流化床多用于小容量锅炉，而循环流化床锅炉则不断向大容量发展。2013 年 5 月，电功率为 600 MW 的循环流化床机组在四川白马发电厂投运，是世界上功率最大的循环流化床机组。

一般所说的流化床，都是指在大气压力下工作的工艺技术和锅炉设备，它们有时被称为常压鼓泡床（ABFB）和常压循环床（ACFB），以区别于增压流化床燃烧（PFBC）。增压流化床燃烧是指在几个或十几个大气压下工作的流化床燃烧工艺，它也有增压鼓泡床（PBFB）和增压循环床（PCFB）之分。发电功率为 260MW 的增压鼓泡床锅炉已经商业运行（与增压流化床联合循环配套），增压循环床锅炉正在研制。

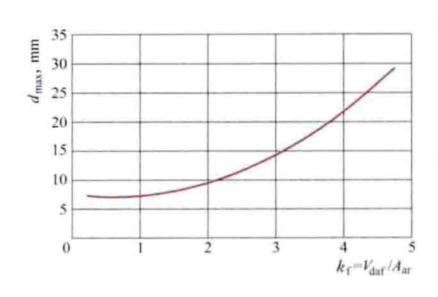
技术特点　各种流化床燃烧方式的技术特点见下表。

各种燃煤流化床燃烧方式的技术特点

流化床类别	ABFB	ACFB	PBFB	PCFB
燃料粒径	最大粒径 d_{max} 见图			
煤种变化适应性	好	优于 ABFB	好	好
静止床层高度（m）	0.5～0.8	0.7～1.0	1.5～2	
流化速度	3～4.5	4～5.5	最大～1	2.5～3.5
炉膛底部密相区流态	鼓泡床	湍流床或鼓泡床	鼓泡床	湍流床
炉膛上部稀相区流态	稀相气力输送	快速床	稀相气力输送	快速床
埋管受热面	有，易磨损	无	有，磨损轻	无
给煤点数	多	少	少	更少
床上二次风率（%）	约 15	约 40	0	30～40
飞灰燃尽度	较差	好	好	好
最低不投油稳燃负荷（%）	约 33	30	30	
脱硫效率（%）	约 80（Ca/S≈2）	约 90（Ca/S≈2.2）	>90（Ca/S≈2）	
NO_x 排放值（mg/m^3，标准状态）	一般小于 300	一般小于 150	140～280	一般小于 100
炉膛及燃烧系统结构	简单	较大、复杂	体积大为缩小	

流化床燃烧，尤其是循环流化床燃烧的环境性能明显优于常规煤粉燃烧方式，但烟气中排放的有害气体氧化亚氮（N_2O，俗称"笑气"）浓度较高于常规燃烧方式。根据国外资料及国内 100MW 级实炉测定：ACFB 锅炉 N_2O 排放浓度约为 $100mg/m^3$（标准状态下）；它可能与燃料种类、炉型、脱硫剂 Ca/S 比及脱 NO_x 用的氨基物剂量等因素有关。相比之下，煤粉燃烧锅炉的 N_2O 平均为 $15mg/m^3$（标准状态下）左右。

N_2O 排放量偏大的主要原因与其生成机理有关。煤在燃烧初期先析出挥发物，其中含有氨基物和氰化物；它们大致在 700～900℃ 之间会被氧化生成 N_2O，流化床燃烧温度多在此范围内。而当温度超过 900℃，N_2O 会被还原成 N_2，或兼有其他反应，因而其浓度逐渐下降，这就是温度水平较高的煤粉燃烧方式产生 N_2O 甚低的原因。实测显示，采用适当提高流化床燃烧温度，或在炉膛出口部位再组织局部高温燃烧等措施，可以有效降低其 N_2O 排放浓度，使之与煤粉炉的排放水平接近。



流化床锅炉推荐的入炉煤最大粒径 d_{max} 和燃料 k_f 值的关系曲线

V_{daf}—燃料的干燥无灰基挥发分；A_{ar}—燃料的收到基灰分

liuliang jiance

流量检测（flow measurement）

对单位时间内流经封闭管道或明渠有效截面的流体量的测量。这一流体量可以用流体体积或质量来表示，分别称为体积流量 q_V 和质量流量 q_m。常用的流量检测仪表包括容积式流量计、速度式流量计和质量流量计等。

容积式流量计　在单位时间内以标准固定体积对流体进行度量，以排出流体的固定容积数来计算体积流量，又称定排量流量计。工业上常用的容积式流量计有椭圆齿轮流量计、腰轮流量计等。特点是受流体流动状态影响小，精确度和重复性高，适于测量高黏度、低雷诺数的流体。

椭圆齿轮流量计　在计量室内装有一对相互啮合的椭圆齿轮。齿轮在进出口差压作用下产生交替相互驱动，并各自绕轴做非匀角速度旋转，被测流体就通过椭圆齿轮和计量室之间的新月型空腔逐份地排出。

腰轮流量计　在计量室内装有一对腰轮，腰轮在进出口差压作用下旋转，并通过同轴驱动齿轮交替相互带动，逐份排出腰轮与计量室之间空腔中的被测流体，也称罗茨流量计。

速度式流量计　通过对恒定截面上的平均流速有关量的测量来显示体积流量。涡轮流量计、涡街流量计、均速管流量计、超声流量计、电磁流量计和节流式流量计等均属速度式流量计。流体在管道截面上的流速分布对其精确度影响很大，因此要求流量计前后有较长的直管段。

涡轮流量计　当被测流体通过时，冲击涡轮叶片，使涡轮旋转，在一定流量范围内和一定的流体黏度下，涡轮转速与流体流速成正比，通过检测涡轮转动频率来显示体积流量。具有结构简单，精确度高和响应灵敏等特点。

涡街流量计　在流体中放置一个旋涡发生体（如三角柱、圆柱），在其下游两侧就会交替出现旋涡。在一定流量范围内旋涡释放频率与流速和流量成正比。旋涡频率检测方式有热敏式、应变式和压电式等。其特点是测量范围宽、压力损失小、安装方便，适用于大流量测量。

均速管流量计　其测量管迎流面上有多个全压检出孔，取得流动截面上的平均全压，测量管背面取压孔取得流动背

压，用平均全压和背压之差来测量流动截面上的平均流速和体积流量。其特点是压损小，安装维护方便，适用于测量大管径流量。

超声流量计　通过检测超声波声能束或超声脉冲与运动流体的相互作用来测量运动流体流速和体积流量。检测方法有传播时间法、多普勒效应法等。超声流量计发展迅速，适用于大管径流量测量、含固体颗粒两相流测量、明渠流量测量等。

电磁流量计　在内衬绝缘材料的非磁性管道两侧设置一对磁极，当导电流体在管内流动时，流体切割磁力线，并在与磁场和管道轴线相垂直的管壁电极上产生感应电动势，该电动势与截面上的平均流速成正比。测量感应电动势的大小就可计算出体积流量。其特点是测量范围宽，压力损失小，使用寿命长，适用于导电液体及浆液流量测量，也可用于双向流的流量测量。

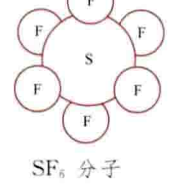
节流式流量计　在管道中设置使流体流束收缩的节流件，如孔板、喷嘴和文丘里管等，测量节流件两侧与流量平方成正比的差压值，就可求得流量。流量测量用的节流装置有几种型式已标准化，只要按标准进行加工和安装，就可得到流量与差压之间的刻度关系，无需个别校验与分度。节流式流量计结构简单，使用寿命长，能在高温、高压下工作，是工业上使用最多的流量计。缺点是测量范围小（量程比为3∶1），安装要求严格，压力损失较大，刻度为非线性。

质量流量计　仪表输出信号直接代表单位时间流过的流体质量，精确度不受流体密度、黏度等变化的影响，又称直接式质量流量计，如科里奥利质量流量计、角动量质量流量计、热式质量流量计等。该类仪表比较复杂，价格高，尚未普及，常用的是同时检测流体体积流量和密度（或温度和压力），通过计算得出质量流量值，称为推导式质量流量计。

liufuhualiu

六氟化硫

六氟化硫　(sulphur hexafluoride)　一种通常状态下无色、无臭、无毒、不燃的气体，分子式为 SF_6。六氟化硫气体具有良好的化学稳定性、优良的绝缘和灭弧性能，可用作电气设备的绝缘介质和灭弧介质。



SF_6 分子结构示意图

物理特性　SF_6 分子中 6 个 F 原子围绕中心的 S 原子呈八面体排布（见图），由于 S-F 键合距离小、键合能高，使得 SF_6 的稳定性很高，在不太高的温度下接近惰性气体的稳定性。

常温常压下 SF_6 为气态，在 20℃ 和 0.1MPa 时 SF_6 的密度约为空气密度的 5 倍。SF_6 的部分物理特性见表。

SF_6 的部分物理特性

物理性质	条件	单位	数值
相对分子质量			146.06
密　度	0.1MPa，20℃	kg/m^3	6.164
临界压力		MPa	3.68
临界温度		℃	45.5
三态点	0.22MPa	℃	−50.8
升华点		℃	−63.8
相对介电常数	0.1MPa，25℃		1.002049
介质损耗因数	0.1MPa		$<5\times10^{-6}$
电气强度	板-板（间距 1cm）均匀电场，0.1MPa	kV/cm	89

SF_6 是一种强电负性气体，它的分子极易吸附自由电子而形成质量大的负离子，这将削弱气体中的碰撞电离过程，因此其电气强度很高，在均匀电场中约为空气电气强度的 2.5～3 倍。在 0.3MPa 绝对压力下，其工频击穿强度和变压器油相当。SF_6 气体在 2000K 时出现热分解高峰，因此在交流电弧电流过零时，SF_6 对弧道的冷却作用比空气强得多，其灭弧能力约为空气的 100 倍。

应用　20 世纪 50 年代末，SF_6 开始用作高压断路器的灭弧介质。在超高压和特高压断路器中，SF_6 作为灭弧介质已取代油，并已大量取代了压缩空气。从 60 年代中期起，SF_6 被广泛用作高压电气设备的绝缘介质。SF_6 气体绝缘变压器具有防火防爆的优点，作为配电变压器特别适用于人口稠密地区和高层建筑的供电，SF_6 超高压变压器也已研制成功。SF_6 气体绝缘金属封闭开关设备比常规的敞开式高压配电装置占地面积小得多，且其运行不受外界气象和环境条件的影响，因此不仅广泛用于超高压和特高压电力系统，而且已开始用于配电网络（SF_6 气体绝缘的开关柜和环网供电单元）。SF_6 气体绝缘输电管道具有电介质损耗小、传输容量大，且可用于高落差场合的优点，常用于水电站出线以取代常规的充油电缆。

SF_6 气体还可与氮气组成 SF_6-N_2 混合气体，用作高寒地区断路器的灭弧介质，以防止高气压的纯 SF_6 在低温下液化。SF_6-N_2 气体的常用混合比为 1∶1，其电气强度约为纯 SF_6 气体的 85%。

注意事项　SF_6 气体的电子有效碰撞电离系数（即电子碰撞电离系数与电子附着系数的差值）随电场强度的增大而激增，使得 SF_6 气体在不均匀电场中的绝缘性能下降，即使是局部微小的电场畸变也会使 SF_6 的电气强度明显下降。所以在设计 SF_6 气体绝缘电气设备时应使电极间电场尽可能均匀；在电极加工时应注意其表面粗糙度不得超过规定值；在安装时则应注意防止安装错位引起电极表面缺陷以及避免导电微粒进入设备。气体绝缘金属封闭开关设备与输电管道都是在现场安装的，因此在投入运行前必须进行现场耐压试验，这一点是与常规电气设备不同的。

SF_6 本身虽然无毒，但在电弧、火花或电晕放电的作用下会分解生成一些有毒的低氟化物，因此在气体绝缘的电气设备中必须安放吸附剂。常用的吸附剂有活性氧化铝和分子筛，吸附剂的量应不小于 SF_6 气体质量的 10%。

SF_6 气体的含水量过高会危及电气设备的安全运行，因为气体中水分对 SF_6 气体分解物的生成有影响，且水与酸性杂质在一起时会腐蚀材料和导致机械操作失灵。此外，水分在低温下会在固体绝缘表面凝露导致绝缘闪络事故。由于吸附剂（活性氧化铝、分子筛等）对 SF_6 中水分有吸附能力，因此对受潮的吸附剂应及时更换。

验收合格的 SF_6 新气钢瓶，直立存储在带顶棚、通风良好的库房中，严禁曝晒，严禁靠近易燃、油污地点，未经检

验的气瓶不能同上述气瓶混放。存放半年以上使用时要复检其中湿度和空气含量，符合要求再用。

环境影响　SF_6 具有很强的吸收红外辐射能力，温室效应明显。《联合国气候变化框架公约》中将 SF_6 等 6 种气体列为必须加以限制的温室效应气体，并明确规定了各发达国家对这 6 种气体排放量的削减指标。但电工领域中还没有能完全取代 SF_6 的气体，因此在使用 SF_6 气体的同时，必须重视相应环保问题，并积极采取措施和对策，如提高 SF_6 的回收和再利用，强化监督维护、减少排放量，研发少用 SF_6 的设备，研究代用气体等。

liufuhualiu shiyan fangfa

六氟化硫试验方法　(sulphur hexafluoride testing method)　应用物理、化学原理测定气体性能参数及气体中杂质含量的方法。SF_6 试验方法可分为现场检测法和试验室检测法；又可分为经典法和仪器分析法。

现场检测法　利用在线仪器、仪表和采用便携式仪器或简单仪器，检测气体密度、压力、湿度和气体设备泄漏等项目。

试验室检测法　包括湿度、密度、酸度、可水解氟化物、矿物油、空气、四氟化碳、生物毒性等项目的测定，以及采用化学分析和仪器分析手段测定多种电弧分解产物项目，如：SO_2、HF 等项目的测定。

经典法　使用特定的试验仪器并按照规定的试验操作步骤进行。按测定原理，经典法包括物理法和化学法。物理法包括如湿度、密度、介电性能等项目的测定；化学法包括如酸度、可水解氟化物等项目的测定。

仪器分析法　可使用电化学、光谱、色谱、质谱等分析法。电化学分析法常用的有电位滴定法和库仑（电量）法，如酸值、水分含量等的测定；光谱分析法常用的有红外光谱法和原子吸收光谱法，如气体中矿物油含量、电弧分解物及金属含量等的测定；色谱分析法常用的有气相色谱法和液相色谱法，如气体中空气、氧气、氮气、四氟化碳等分析，气体的组成分析，固体绝缘老化产物（如糠醛）分析等；还采用色谱-质谱联用、色谱-红外联用技术，如 SF_6 中低氟化物分析等。

一些经典法使用的仪器不断改进，如电解湿度仪、自动露点仪、检漏仪等，但要求所使用改型仪器的测定结果与原方法无显著性差异，且精密度不低于原方法。为适应高参数、大容量发供电设备用气监督维护的需要，气体试验方法在不断改进和发展，如开发 SF_6 中电弧分解物的试验方法等。随着诊断技术的发展，在线监测技术也得到不断开拓，如运行中的气体密度、湿度在线监测仪和监测仪的现场校验等。

liufuhualiu zhiliang jiandu

六氟化硫质量监督　(sulphur hexafluoride quality supervision)　电力生产使用的 SF_6 的质量检测、数据整理与综合分析、维护管理工作的总称。运行中 SF_6 的质量直接关系到使用 SF_6 的发供电设备的安全经济与使用寿命，而 SF_6 的使用寿命又受设备技术状况和运行条件的影响。SF_6 性能变化还可反映设备本身所发生的故障。

SF_6 质量监督内容，涉及新 SF_6 验收、充入设备、运行 SF_6 检测与维护、SF_6 气体的回收净化与再利用、使用 SF_6 的安全与防护以及技术管理工作。

SF_6 新气验收　新气交货时，必须进行质量检测以核查 SF_6 质量是否符合有关技术标准。

SF_6 运行气体检测　包括定期和不定期的取样检测，检测周期根据设备型式、用途、容量、结构、运行条件和环境状况而定。按不同设备规范、检测项目分为常规（必测）与非常规（选测）两类，常规检测项目，如空气、四氟化碳、水分、酸度、可水解氟化物、密度、生物毒性、矿物油等。非常规检测项目，如电弧分解物含量、金属含量等。检测数据需积累与整理，结合运行情况进行综合分析，从而揭示气体质量变化规律及其与运行工况的关系，判断气体质量变化原因和提出处理措施。

SF_6 运行维护　主要包括：气体泄漏监督和处理；补气、混气与防止劣化。减少泄漏是运行维护的首要任务，要按照规程定期检查和处理。当设备需要补气或混气时，应查明气的来源，通过气体质量检查合格后方能补入或混用，并严格监测补气或混气后的气体质量变化情况。运行中采用的防劣化措施主要是利用设备上的干燥器、净化器等，并应定期检查和维护。由于设备发生异常而使气体质量突然变化时，应及时查找原因，并对气体进行处理。

SF_6 气体的回收净化与再利用　对运行后气体一定要按规定回收处理，应根据气体污染程度或劣化状况，选用不同处理工序和方法，并通过小型试验确定气体再生方法和选用回收处理装置，进行脱水、除酸、除去劣化产物和固体颗粒等杂质，检验合格后要再利用；不合格的气体要按规定回收妥善处理，严禁向大气排放。

使用 SF_6 的安全与防护　在应用 SF_6 中的安全问题应予注意。①纯 SF_6 是无毒的，但因其密度比空气大 4 倍，泄漏时会在低洼处沉积导致事故。②产品（一般要求纯度不小于 99.8%）含有刺激性和毒性的低氟化硫和硫氟氧化合物，在运行过程中，由于电弧的高温作用，也会产生这类化合物。SF_6 气体中如混入水分和氧会对电弧分解产物的组分与含量有很大影响。有些化合物含量较大时，还会对设备表现出腐蚀性。③防护措施：使用 SF_6 的场所要通风，通风设施要安装在底部，要保证氧含量大于 18%，空气中 SF_6 浓度不超过 1000×10^{-6}；工作人员应按规定佩戴防护用品（如眼镜、手套、防护服、防毒呼吸器等），并在有人监督，按安全防护规定进行不同场所的工作。对使用过的防护设施和废弃物要进行安全环保处理、保存。

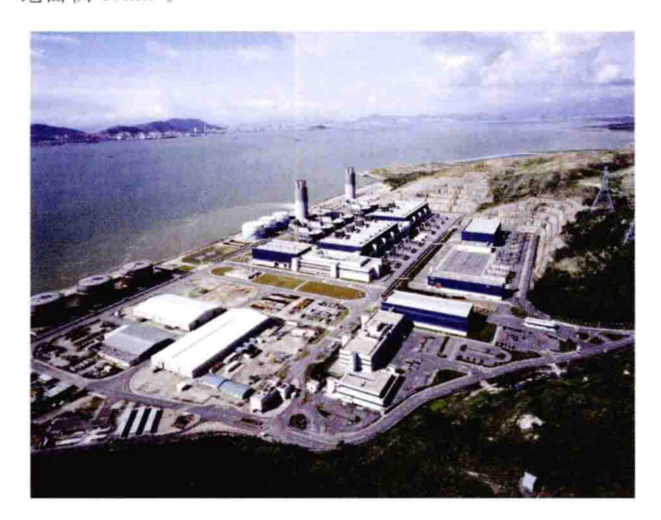
SF_6 技术管理　制定气体监督所依据的规程和方法。应根据实际情况，建立有关设备及所充气体的全过程管理技术档案和气体台账；进行阶段性的分析总结，并针对存在问题加以研究改进。

Longgutan Fadianchang

龙鼓滩发电厂　(Black Point Power Plant)　位于香港特别行政区新界西北部屯门区龙鼓滩，青山发电厂以北 4km，是香港第一座燃气-蒸汽联合循环发电厂，也是中国最大的燃气-蒸汽联合循环发电厂。电厂安装 8×312.5MW 机组，全厂总发电装机容量为 2500MW；1～4 号机组于 1996 年建成投产，5～8 号机组分别于 1997、1998、2005 和 2006 年建成投产。发电厂外貌见图。

8 台燃气-蒸汽联合循环发电机组呈顺列布置，全厂占

地面积 46hm²。



龙鼓滩发电厂外貌

燃气轮机以天然气为基本燃料，柴油为紧急备用燃料。天然气来自海南省以南的崖城 13-1 气田，通过一条长 780km、直径为 700mm 的海底管道输送至电厂。

每套燃气-蒸汽联合循环发电机组采用单轴布置，可适应每日起停、中间和基本负荷运行。燃气轮机为 GE MS9001FA 型，出力 226MW（ISO），进气温度为 1288℃，排气温度为 612℃，排气量为 575kg/s；配有干式低 NO_x（DLN）燃烧器，NO_x 排放量小于 25×10^{-6}；余热锅炉为控制循环立式炉，由英国巴布科克能源（Babcock Energy）公司供货；汽轮机出力 86.5MW，蒸汽压力为 10MPa、0.48MPa，温度为 534℃、173℃，流量为 92kg/s、105kg/s，采用双压非再热型设计，由阿尔斯通（Alstom）公司供货。机组设计净热耗值（LHV）为 6811kJ/（kW·h），设计净效率（LHV）为 52.9%。控制和自动化系统采用美国通用电气公司（GE）Mark V 系统和贝利公司（Bailey）的分散控制系统。

电厂设有 2 座高 100m 的四管集束式钢结构烟囱；主机设有吸声外罩，厂房也设有覆盖层，使噪声减至最低；余热锅炉出口和燃气轮机吸气口设有消声器；储油设施四周设有围墙，排水有隔油池，以防意外的油污染。

lunei kongqi fenji ranshao

炉内空气分级燃烧

（air staging） 将供燃料燃烧所需的空气分阶段送入炉膛。先将理论空气量的 80%左右从燃烧器送入，使燃料在缺氧富燃料条件下燃烧，燃料燃烧速度和燃烧温度降低，燃烧生成 CO；而且燃料中 N 将被分解成大量的 HN、HCN、CN、NH_3、NH_2 等，它们相互复合生成 N_2，或将已有的 NO_x 还原分解，从而抑制了燃料 NO_x 的生成。然后，将燃烧空气的剩余部分以二次风形式送入，使燃料进入空气过量区（作为第二级）燃尽。虽然这时空气量多，但由于火焰温度较低，热力 NO_x 降低，在第二级内不会生成较多的 NO_x，所以总的 NO_x 生成量降低。由于空气分级燃烧可以同时明显地降低燃料 NO_x 和热力 NO_x，所以是一种有效的低 NO_x 燃烧技术，已得到广泛应用。

空气分级燃烧有两类，一类是燃烧室中的空气分级，另一类是单个燃烧器的空气分级。燃烧室中的分级是在主燃烧器上部装设专门的空气分级喷口（见二次燃料再燃烧）；单个燃烧器的分级既可以是内分级混合的方式，如双调风旋流燃烧器，也可以是外分级混合方式，如直流燃烧器的顶部燃尽风（OFA），或部分二次风从主火嘴周围的一些空气喷口送入。燃烧器分级时，NO_x 降低约 40%，综合采用燃烧器分级与燃烧室分级时，NO_x 可降低 60%以上。

一般而言，燃烧室中的空气分级有两种形式，一种是紧凑型燃尽风，另一种是分隔型燃尽风（SOFA）。其设计与布置遵循以下原则：

（1）设计燃尽风喷口风速应足够高，以穿透燃烧室上升烟气。

（2）设计燃尽风喷口数量足够多，使其出口射流应能覆盖整个燃烧室上升烟气。

（3）燃尽风布置位置应考虑足够的煤粉火焰燃尽距离，当燃尽距离不足时，应考虑燃尽风下倾一定角度弥补。

（4）对切圆燃烧锅炉，燃尽风布置角度应考虑与主燃烧气流形成一定的反切，以削减主气流残余旋转，达到平衡炉膛出口烟温偏差的目的。

空气分级燃烧使燃料燃烧推迟，燃烧器区域还原性气氛增强，必须正确组织分级燃烧，否则将可能降低锅炉运行经济性，出现燃烧器区域炉膛结渣或腐蚀，如果组织得恰到好处，还可减轻结渣或腐蚀。

luqiang baowen jisuan

炉墙保温计算

（insulation calculation for boiler setting） 按允许散热损失和炉墙外表面温度来确定炉墙厚度的运算方法。锅炉保温计算应以减少散热损失、节约能源、提高经济性、改善工作环境、防止烫伤等为基本原则。锅炉允许最大散热损失见表。锅炉外表面温度一般规定不超过 50℃（周围环境温度 25℃）。

常年运行工况允许最大散热损失

未保温的设备、管道表面温度（℃）	200	250	300	350	400	450	500	550	600
允许最大散热损失［W/（m²·K）］	140	163	186	209	227	244	262	279	296

基本公式　炉墙保温可视作平壁稳定导热以傅里叶定律为基础进行计算，其基本公式为

$$q=\frac{t_1-t_a}{R_t-R_s},\ \mathrm{W/m^2}$$

$$R_s=1/a$$

式中 q 为单位表面热损失，W/m²；t_1 为炉墙内表面平均温度，℃；t_a 为环境温度，℃；R_t 为保温层总热阻，m²·K/W；R_s 为保温层表面对流传热热阻，m²·K/W，其中 a 为炉墙外表面对空气的放热系数，W/(m²·K)。

保温层总热阻 R_t 等于炉墙各层的热阻总和，即

$$R_t=R_1+R_2+\cdots+R_n$$

各层的热阻 $R=\delta/\lambda$，δ 为保温层厚度，m；λ 为该保温层材料的导热系数，W/(m·K)。根据热流连续性原理，通过炉墙各层的热流量相等，可以导出各层的散热公式，即

$$q=\frac{t_1-t_2}{R_1}=\frac{t_2-t_3}{R_2}$$

$$=\frac{t_3-t_1}{R_3}=\frac{t_4-t_a}{R_4}$$

式中 t_2、t_3…为相邻层接触面上的温度；R_1、R_2…为各层材料的热阻。

炉墙保温计算一般分校核计算和设计计算，校核计算是已知炉墙结构、各层厚度、t_1 和 t_a 来计算炉墙外表面温度和散热损失，并校检各层温度是否符合规定或各部材料能否承受。设计计算是已知 t_1、t_a 计算炉墙厚度，此时 q 值和 t_s 值取规定值，求得满足 q、t_s 所需的炉墙总热阻。用这个总热阻来确定各层的材料和厚度。

主要计算参数的确定　主要有：①t_1 为炉墙内表面平均温度，单位为℃，根据炉墙结构不同，按不同的公式计算。②t_a 为环境温度，单位为℃，对设置在室外的锅炉，其 t_a 按历年平均温度的平均值计，对设置在室内的锅炉，t_a 按 25℃计；③在锅炉炉墙保温计算中，表面放热系数 α 一般取 11.63W/（m^2·K）；④材料导热系数 λ 按材料导热系数方程式计算，一般公式为 $\lambda=\lambda_0+\alpha t_{av}$，式中 λ_0 为零度时导热系数，α 为常数，t_{av} 为材料层的平均温度。

进行炉墙保温计算时，为了合理选择炉墙材料，要计算炉墙内表面的最高温度，以确保炉墙材料在安全温度下可靠工作。

luqiang cailiao

炉墙材料

炉墙材料　(boiler setting material)　用于锅炉炉墙的构筑材料和具备特定性能与用途的材料的总称，主要有耐火材料、保温材料和辅助材料。

耐火材料　具有一定耐火性能的无机非金属材料，分定形和不定形两种。锅炉上常用的定形耐火材料有黏土质耐火制品和高铝质耐火制品，性能见表 1。不定形耐火材料是由耐火骨料和粉料、结合剂或掺加剂，以一定比例组成的混合料，能直接或加适当液体，配制成型并经养护或热处理而成。常用不定形耐火材料有耐火浇注料、耐火可塑料、耐火捣打料。

耐火浇注料　锅炉炉墙上常用耐火浇注料以黏土质或高铝质为骨料和粉料加入结合剂（水泥、磷酸盐、水玻璃等）配制成散状耐火材料，具有较高流动性，适用于浇注方式成型，工厂化生产，应用广泛。其性能见表 2。

表 1　定形耐火材料性能

名　称	主要成分	耐火度（℃）	密度（kg/m^3）	导热系数［W/(m·K)］	常温耐压强度（MPa）	热震稳定性（次）
黏土质耐火制品	Al_2O_3（30%～46%）	≥1670	2000	$0.695\sim0.00046t_{av}$	20	10 ～15
高铝质耐火制品	Al_2O_3（>48%）	≥1750	2200～2500		40	>15

表 2　耐火浇注料的性能

名　称	使用温度（℃）	特点与适用范围	组　成		密度（kg/m^3）	热震稳定性（次）
			结合剂	骨料、粉料		
高铝水泥耐火浇注料	1300～1450	快硬高强，施工方便，适用于锅炉各部位耐火层	高铝水泥	高铝矾土熟料 硬质黏土熟料	1900～2400	≥15
硅酸盐水泥耐火浇注料	1100～1200	价格低廉，施工方便，适用于锅炉各部位耐火层	硅酸盐水泥	硬质黏土熟料	1900～2100	≥15
矿渣水泥耐火浇注料	1000	价格低廉，施工方便，适用于锅炉各部位的耐火层	矿渣水泥	硬质黏土熟料	1900～2100	≥15
水玻璃耐火浇注料	1000	强度高，耐磨性能好，耐腐蚀性强，适用于锅炉各部位耐火层	水玻璃	硬质黏土熟料	1900～2000	≥15
磷酸盐耐火浇注料	1200～1500	热震稳定性好，耐冲击、耐磨性好，价格较高，适用于液态炉炉底，燃料器喷嘴	磷酸铝	高铝矾土熟料	2400～2500	≥15

耐火可塑料　由耐火骨料和粉料、生黏土、结合剂经配制混炼挤压成泥膏状成品，包装储存一定时间后仍具有良好的可塑性，现场施工可直接应用，很适合于复杂形状部位的施工，最大特点是烧后线变化率呈正数值，非常适合锅炉炉顶穿管处的处理，其性能见表 3。

耐火捣打料　锅炉上常用的耐火捣打料有碳化硅捣打料与铬质捣打料，是混合料经拌和后以捣打成型法施工的耐火材料，其性能见表 4。

表 3　耐火可塑料性能

耐火度（℃）	密度（kg/m^3）	挤压强度（N/mm^2）	抗折强度（N/mm^2）	烧后线变化率［(1400℃×3h)%］	储存稳定值
1650～1670	2000～2200	7.84～11.76	4.9～6.86	+1.6～+2.04	6 个月

表 4　耐火捣打料

名　称	最高使用温度（℃）	特点及适用范围	组　成		密度（kg/m^3）	热震稳定性（次）
			结合剂	骨料、粉料		
碳化硅耐火捣打料	1600～1700	强度高，耐磨性好，抗渣性强，高热导性。用于旋风炉、流化床、卫燃带等部位	磷酸铝	碳化硅	2300～2800	≥20
铬质捣打料	1400～1500	主要用于卫燃带炉墙	结合黏土水玻璃	铬矿砂	2500～3000	≥20

保温材料 具有一定绝热性的矿物材料，锅炉上常用的有硬质、不定形和纤维状保温材料。

硬质保温材料 包括多种材质的保温砖和制品，常用的有硅藻土砖、膨胀珍珠岩制品、硅酸钙制品及复合硅酸盐制品，性能见表5。

表5 保温材料性能

名称	使用温度（℃）	密度（kg/m^3）	导热系数［W/(m·K)］
硅藻土砖	900	550～650	$0.1+0.000228t_{av}$
珍珠岩制品	600	450～550	$0.0744+0.000116t_{av}$
硅酸钙制品	650	170～240	$0.056+0.0000116t_{av}$
岩棉制品	450	120	$0.0407+0.000197t_{av}$
玻璃棉制品	450	50	$0.035+0.00016t_{av}$
复合硅酸盐制品	600	70～100	$0.033+0.00018t_{av}$
硅酸铝纤维及制品	1000	120～200	0.407（常温）

不定形保温材料 即保温浇注料，是以硬质保温材料作骨料加结合剂配制，经现场浇注并养护使保温层成整体。种类很多，其性能与同一材质的制品相差不多。

纤维状保温材料 是一种新型保温材料，广泛用于现代大容量锅炉，这类材料的共同特点是导热系数小，保温性能好，密度小。锅炉上常用的有岩棉制品，玻璃棉制品，性能见表5。表5中列出的硅酸铝耐火纤维及制品，是耐高温的保温材料，使用温度达1000～1100℃，在炉顶密封及其他密封装置内做填充材料，应用广泛。

辅助材料 包括耐火灰浆、保温灰浆、抹面及纤维状保温材料之间黏结用的黏结剂等，是炉墙施工中不可缺少的。

流化床锅炉所用的炉墙材料 由于流化床的特殊要求，需要耐高温耐磨的耐火材料。用于流化床的耐磨耐火材料主要有碳化硅、刚玉和硅线石三大类。制品类主要有氮化硅结合碳化硅制品，磷酸盐（烧结）耐磨砖和硅线石砖，性能见表6。耐磨耐火浇注料见表7。

表6 流化床锅炉所用高温耐磨耐火材料制品

名称	使用温度（℃）	耐火度（℃）	密度（kg/m^3）	抗磨系数
氮化硅结合碳化硅制品	1500		2600	≤12cc
磷酸盐（烧结法）耐磨砖		1700～1790	2650～2800	＜12cc
硅线石砖	1500		2200～2600	＜12cc

表7 流化床锅炉所用高温耐磨耐火浇注料

名称	耐火度（℃）	密度（kg/m^3）	耐压强度（MPa）		热震稳定性（次）	抗磨系数
			烘干	1400（℃）		
棕刚玉耐磨耐火浇注料	＞1790	3200～3400	80～90	120～130	25	≤12cc
氮化硅棕刚玉耐磨浇注料	1790	2800～3000	≥65	80～110	25	≤12cc
高铝质耐磨耐火浇注料	1790	2500	50	80～90	25	≤12cc
硅线石耐磨耐火浇注料	1790	2200～2600	55	70	20	≤12cc

lushui chuli

炉水处理 （boiler water treatment） 为防止锅炉水侧结垢和腐蚀而对炉水进行处理的技术。炉水处理专指对锅筒锅炉的炉水进行处理。

随补给水进入水汽系统中的少量杂质，在锅炉水循环蒸发过程中会不断浓缩；水汽系统中的结构材料的腐蚀产物也会对炉水造成新的污染。此外，凝汽器冷却水泄漏或其他部位泄漏，会将杂质带入锅内；蒸发受热面沉积物下的炉水强烈汽化，也会导致局部部位杂质的高倍浓缩，增加了炉水的结垢和浸蚀性。因此还需要根据锅炉类型、运行参数、结构材质、补给水质量选择不同的处理方式进行炉水处理。

炉水处理有三种方式，即磷酸盐处理、氢氧化钠处理和全挥发性处理，主要对炉水进行酸碱度控制、沉积物控制和蒸汽携带控制。

酸碱度控制 为降低腐蚀，一般使炉水稍呈碱性。通过调节加入碱化剂（磷酸盐、氢氧化钠和氨水）的剂量来控制炉水的pH值处在9.0～9.7的范围内。

沉积物控制 通过加药改变沉积物的性质和排污来控制杂质因浓缩引起的沉积。用于改变沉积物的性质的化学手段是向炉水中加入磷酸盐、氢氧化钠。这两种药剂中，磷酸盐可以有效分散钙镁水垢；氢氧化钠可以有效抑制金属腐蚀防止金属氧化物产生二次水垢。将积集锅炉水中的杂质通过连续排污和定期排污的形式排出，是防止沉积物形成水垢的物理手段。连续排污设在锅炉上部锅筒液面下100～200mm处，主要排除比重较轻的水渣，定期排污设在锅炉底部联箱，主要排除比重较大的金属腐蚀产物。

蒸汽携带控制 通过控制和调整炉水水质及组成，减少蒸汽的机械携带和溶解携带，保证蒸汽质量，防止蒸汽通流部分积盐。（见蒸汽携带）

lutang anquan jiankong xitong

炉膛安全监控系统 （furnace safety supervisory system；furnace safeguard supervisory system，FSSS） 保证锅炉燃烧系统中各设备按规定的操作顺序和条件安全起停、切投，并能在危急工况下，迅速切断进入炉膛的全部燃料，保证锅炉安全，防止爆燃等破坏性事故发生的安全保护和顺序控制系统，也称为燃烧器管理系统（burner management system，BMS）。FSSS可分为炉膛安全系统（furnace safety system，FSS）和燃烧器控制系统（burner control system，BCS）两部分。

主要功能 不同类型FSSS的功能并不完全相同，但其主要功能均分为安全功能、操作控制功能和火焰检测功能。

安全功能 主要有：①锅炉点火前的炉膛吹扫；②确定点火、点燃暖炉油燃烧的合适条件；③确定点燃主燃料（煤粉）和带负荷的合适条件；④主要辅机故障时的自动减负荷（Runback，RB），以及当汽轮机或发电机快速甩负荷（fast cutback，FCB）时实现停机不停炉或带厂用电运行；⑤总燃料跳闸（master fuel trip，MFT）停炉保护；⑥锅炉MFT或停炉后的吹扫。

实现以上各安全功能都要满足预先规定的条件。如煤粉

锅炉的 MFT，当出现下列条件时，由人工操作或保护信号自动动作，快速切除进入锅炉（包括常压循环流化床）的所有燃料（包括到炉膛、点火器、风道燃烧器等的燃料）：①全部送风机跳闸；②全部引风机跳闸；③锅筒锅炉的锅筒水位过高或过低；④控制循环锅炉的控制循环泵全停；⑤未设置运行用汽轮机旁路系统或其容量不合适时，单元制系统汽轮机跳闸；⑥总风量比吹扫风量低满负荷风量的 5%；⑦全炉膛火焰丧失；⑧炉膛压力过高或过低；⑨仅煤粉燃烧器投运时一次风机全停；⑩燃料全部中断；⑪直流锅炉给水流量过低或给水泵全停；⑫控制系统和 FSSS 电源中断；⑬火焰检测器冷却风机停；⑭手动停炉指令。

操作控制功能　通过运行人员或自动控制程序发出操作指令，可使锅炉各燃烧设备按逻辑条件投入运行或停运。燃煤锅炉一般操作项目有：①炉膛吹扫操作；②燃油管路阀门、油枪及点火器控制；③给煤机、磨煤机、密封风机、润滑油泵、冷热风门的操作；④烟风道挡板的操作；⑤将控制系统置于自动，如磨煤机风量和风温、给煤机转速及风门挡板的控制；⑥火焰检测器风机的操作；⑦控制循环锅炉的控制循环泵的控制等。

典型的燃油点火器的起停方式是四角切向燃烧锅炉的油枪起、停程序，分别见图 1 和图 2。

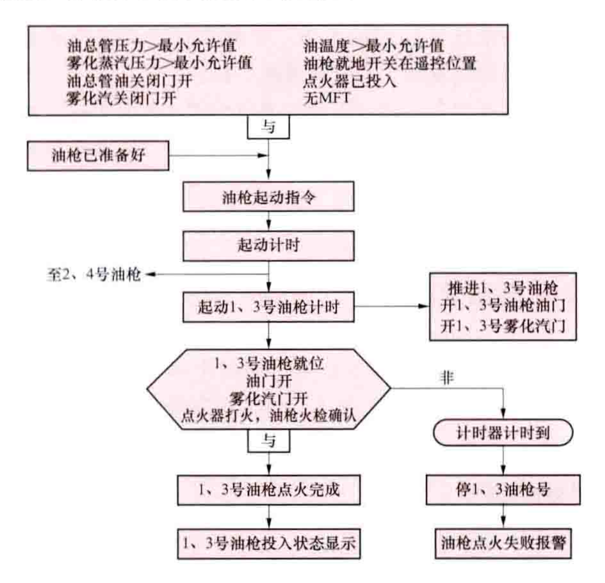


图 1　油枪起动程序

典型的直吹式制粉系统磨煤机起动、停止程序分别见图 3 和图 4。

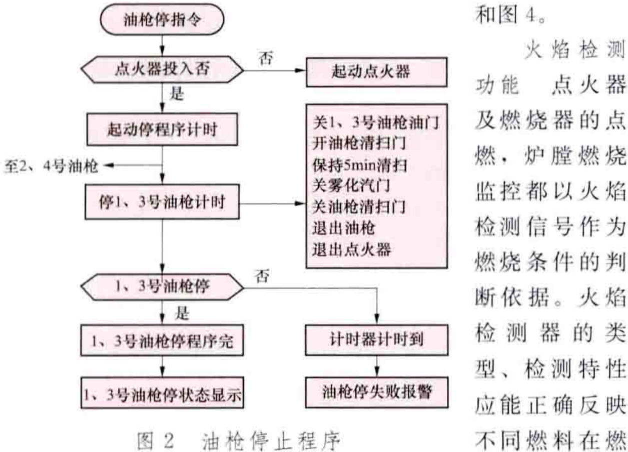


图 2　油枪停止程序

火焰检测功能　点火器及燃烧器的点燃，炉膛燃烧监控都以火焰检测信号作为燃烧条件的判断依据。火焰检测器的类型、检测特性应能正确反映不同燃料在燃烧器及炉膛燃烧情况，发出火焰检测信号。

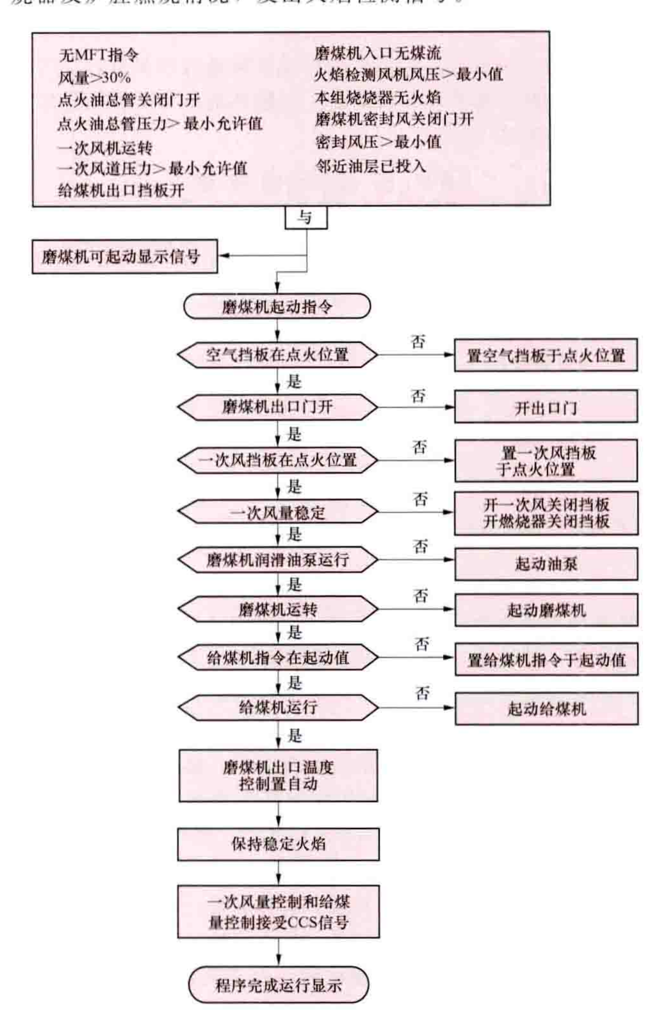


图 3　磨煤机起动程序

系统构成　一般可分为操作监控装置、逻辑部件、火焰检测系统及过程输入/输出元件四部分。

操作监控装置　运行人员在集中控制室的操作员站或控制盘台上，对系统中运行的设备进行操作和监视的装置，包括实现操作程序的逻辑条件和运行状态显示，以及当这些逻辑条件不满足时的报警装置；MFT 起因显示和电源中断等的显示报警装置等。

逻辑部件　FSSS 的核心部分，所有安全保护、操作、监视和报警功能都需要经过逻辑运算、正确判断后发出信号。逻辑部件通常由分散控制系统（DCS）、可编程逻辑控制器（PLC）构成。按照国际标准，FSSS 可采用安全相关系统，国外工程中的 FSSS 或 FSS 已有应用。

火焰检测系统　根据火焰的物理特性，对锅炉燃烧工况进行检测的系统。当火焰燃烧状态不满足正常条件或熄火时，可按一定方式给出信号，以作为故障报警或设备保护的逻辑判断条件。火焰检测系统包括火焰检测器探头、放大器及传输线缆，以及火检冷却风机等。（见炉膛火焰检测）

过程输入/输出元件　与 FSSS 接口的过程检测元件和执行元件，如用于检测炉膛压力的高或低的压力开关等过程检测元件，点火器和风门挡板执行器、电磁接触器等驱动执行元件。

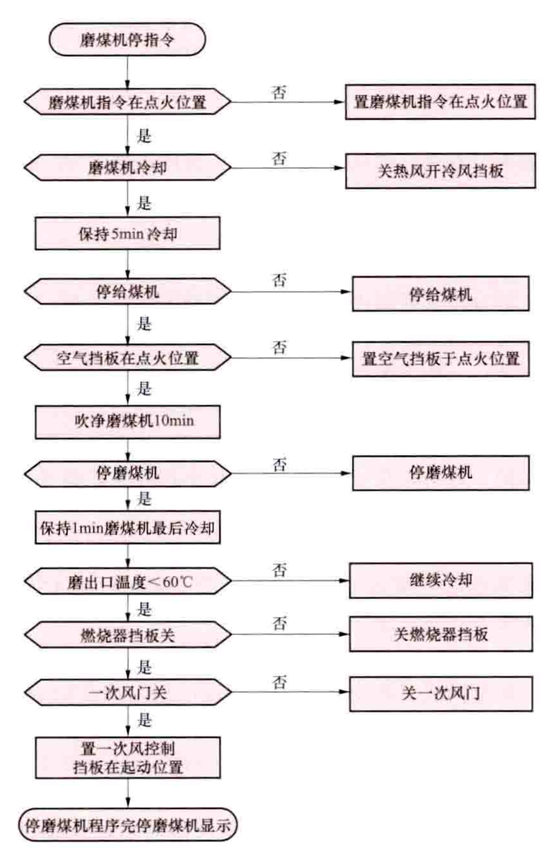


图 4　磨煤机停止程序

与机组其他控制系统的关系　大型锅炉除 FSSS 外，还有单元机组协调控制系统和汽轮机控制系统等。在设计 FSSS 时，应考虑到与这些系统的联系配合。例如，有些运行工况的信号，如锅筒水位正常或过高、过低等，应由协调控制系统送给 FSSS 以供操作逻辑程序之用。而 FSSS 也应把 MFT 信号、锅炉点火和燃烧状态等信号送到协调控制系统以作为控制系统的切换信号。FSSS 的主要运行状态应以报警方式引起运行人员注意或采取措施，如 MFT、点火不成功、吹扫中断、点火油压低和雾化汽压低以及电源中断等。

实际应用的 FSSS 可以具有不同的功能。对于容量较小的锅炉，为了防止由于炉膛灭火而造成的炉膛爆炸事故，可采用只具有炉膛灭火保护功能的系统。这是一种最基本的 FSSS。当火焰检测器检测到全炉膛灭火时，MFT 动作，切断所有燃料并报警。也可以在炉膛灭火保护功能之外再增加一些功能，如炉膛吹扫和点火顺序控制等。至于 MFT 的条件，可根据实际运行的安全保护需要来设置。

lutang baozha

炉膛爆炸

(furnace explosion)　锅炉炉膛或烟道内燃料突然强烈燃烧或熄火，烟气压力骤增或骤减，超过炉墙或烟道承受能力而造成破裂的事故。有外爆和内爆两种：外爆是炉膛或烟道内聚集的可燃混合物被引燃，导致急剧不可控的爆炸性燃烧，燃气体积迅速膨胀，使炉墙或烟道向外爆裂；内爆是炉膛灭火，烟气体积随温度降低迅速减小，这时如送风机和引风机配合不当，引风机抽力会瞬间增大，使炉墙或烟道承受较大的负压力而向内爆裂（大容量锅炉易出现此问题）。爆炸危害很大，特别是外爆，不仅会造成炉膛或烟道破裂，锅炉的钢架弯曲或断裂，也会使有关的受热面管子破坏和造成人身伤亡。炉膛爆炸修复工作困难，停用时间长，直接和间接损失都很大。1993 年 3 月 10 日，北仑发电厂 1 号机组锅炉发生特大炉膛爆炸事故，造成 23 人死亡、8 人重伤、16 人轻伤。

爆炸原因　外爆起因主要是炉膛灭火处理不当，继续送入燃料，使炉内燃料与空气比（即煤粉浓度）增大，达到一定程度并被引燃形成爆炸。爆炸的强烈程度和规模取决于点燃时的可燃物量和瞬间混入的空气量。在煤粉炉中，当煤粉/空气混合物浓度为0.3～0.6kg/m³ 时，爆炸的可能性和危害性就很大，浓度大于 1kg/m³ 时，爆炸产生的压力反而减小，小于 0.1kg/m³ 时，一般不会爆炸。气粉混合物中相对含氧量，对可爆性也有影响，含氧量的比例越大，爆炸的可能性越大，产生的爆炸力越强，含氧量小于 14%时，一般无爆炸危险。炉内已积存的燃料被突然引燃而爆燃，也会导致爆炸。如点火前已有油、可燃气体或煤粉漏入炉膛，未进行吹扫即点火，或反复点火未成功，以及油枪雾化不良、点火能量小，锅炉长期在低负下运行、个别燃烧器灭火等，都可能在锅炉内不同部位上积存燃料，当这些积存的燃料被增大的通风或吹灰等扰动时，也会形成爆燃。发生内爆的原因主要是炉膛灭火、燃料中断，以及送风机跳闸和起、停炉过程中操作不当，使炉内平衡通风破坏，瞬间负压过大等。

预防措施　主要是防止炉膛灭火以及确保灭火后能正确处理，停止向炉内送入燃料，进行吹扫后再按规定点火。另外应根据锅炉容量的大小，设置炉膛安全监控系统，如炉膛压力保护和火焰监视器等。对较大容量的锅炉应配置较完善的炉膛安全监控系统，该系统具有对炉膛火焰监视、报警以及炉膛压力保护、灭火保护、自动切除燃料等功能，是防止炉膛外爆最有效的手段之一。在防止内爆方面，除对炉膛和烟道的强度设计应考虑低烟气流量下引风机可能产生的最大抽力外，在控制系统上应有炉膛压力信号传送给引风机的控制系统，使其在负压过大时直接连锁保护跳闸引风机，以降低内爆的可能性。

lutang chukou yanqi nengliang piancha

炉膛出口烟气能量偏差

(gas side energy imbalance at furnace exit)　沿锅炉炉膛出口截面上烟气能量分布的不平衡，包括烟气温度、速度和粉尘浓度分布的偏差，俗称炉膛出口烟气热偏差。比较普遍地存在于各型锅炉的炉膛出口。在 Π 型锅炉水平烟道进口的垂直断面上，这种偏差既存在于上下方向，也存在于左右两侧方向上。对于不同型式的锅炉，偏差的程度有所差别。采用旋流燃烧器的墙式燃烧锅炉，主要是由于各燃烧器之间风/粉分配不均及出口处烟气流转弯所致；采用直流燃烧器四角布置切圆燃烧锅炉，主要是由于炉内强烈旋转的上升气流在到达炉膛出口处时仍有残余旋转存在，以及气流向水平方向转弯的结果，加之该处分隔屏或后屏的特定结构所造成的。当炉内四角切圆气流逆时针旋转时，炉膛出口烟道的右侧（面对前墙）烟温常较左侧高。随着机组容量及炉膛断面尺寸的增大，这种偏差有增大的趋势，一般 100MW 机组约为 50～

70℃，600MW机组可达200～250℃。显然，塔式布置锅炉炉膛出口烟气能量偏差问题将会小得多。很大的烟气热偏差会导致其后各级过热器、再热器的壁温和蒸汽温度的偏差，若过热器和再热器的系统设计布置不当，汽侧的热偏差就可能与之叠加，迫使汽温高的一侧大量使用减温水，当局部管壁温度长期超出金属材料耐温极限时，或当管金属材料选用不当时，将会导致爆管。此外，这种偏差也会引起炉膛出口高温受热面的沾污结渣，进一步影响过热器与再热器的汽温特性，甚至严重影响锅炉运行的安全可靠性。

要彻底消除这种偏差而达到非常均匀是不可能的，但是，应设法尽可能减小这种偏差程度。①从炉膛与燃烧器的设计布置着手，组织良好的炉内燃烧空气动力工况，尽可能减小切圆燃烧炉膛出口处烟气的残余旋转和能量偏差。②进行细致而正确的过热器、再热器系统设计，包括各段受热面位置的合理选择、两者受热面积的匹配以及减温器的合理配置。实践经验表明，为减小热偏差、减少高档耐温管材的用量，各级受热面之间进行正确的交叉混合是十分必要的，但这种交叉混合应特别注意避免汽侧热偏差与烟侧热偏差相互叠加。③在设计制造中合理选用恰当的金属材料，保证其在使用中有足够的耐温余量。④机组投产后必须进行燃烧优化调整试验，纠正或避免导致炉膛出口能量偏差大的燃烧工况，求得最佳的燃烧工况，并在日常运行中予以保持。

lutang huanre

炉膛换热 (furnace heat transfer) 燃料在锅炉炉膛内进行燃烧的同时，将放出的热量传递给受热面的过程。在悬浮燃烧炉膛中，一方面由于燃料燃烧而释放出大量热量，烟气沿火炬行程温度不断增加；另一方面，又由于烟气同时以辐射换热方式把热量传递给受热面，因而控制了烟温的增长幅度使燃尽区的烟温逐渐降低。炉内烟气的温度场宏观上由燃烧释热和辐射换热间的热平衡决定。燃料在炉内的燃烧状况及烟气的流动和扩散对释热和换热都有一定影响。

基本方程式 炉膛换热的基本方程式是烟气与受热面间辐射换热的换热方程和烟气放热量与受热面吸热量的热平衡方程。换热方程为 $B_j Q_r = \alpha_f \sigma_0 H_r (T^4 - T_w^4)$，式中 B_j 为计算燃料消耗量，kg/s；Q_r 为每千克燃料的燃烧产物通过辐射传给工质的热量，kJ/kg；α_f 为炉膛黑度；σ_0 为绝对黑体辐射常数，W/(m^2·K^4)；H_r 为炉膛有效辐射受热面积，m^2；T 为火焰辐射平均温度，K；T_w 为辐射受热面灰污层表面温度，K。平衡方程为 $B_j Q_r = fB_j (Q_f - h''_1)$，式中 f 为保热系数；Q_f 为每千克燃料带入炉膛的有效热量，kJ/kg，h''_1 为相应于每千克燃料的炉膛出口烟气焓，kJ/kg。影响炉膛换热的主要因素为炉膛黑度、火焰平均温度和辐射受热面的表面温度。

计算方法 炉膛换热计算有半经验法和数学模拟法。

半经验法 炉膛换热计算主要采用半经验方法。该法以炉膛换热基本方程式为基础，辅以直接由试验得出的经验系数，假定炉内烟气温度和成分是均匀的，据以计算炉膛出口截面平均烟温和辐射受热面平均热负荷。由于对换热方程中炉膛黑度、火焰温度和辐射受热面表面温度这三个量的试验及处理方法不同，因而存在不同的炉膛换热计算公式和与之相应的一系列经验数据。

炉膛黑度是一个用以表示火焰有效辐射的假想黑度。它与火焰黑度及辐射受热面的辐射特性有关。

炉膛中火焰温度的分布是不均匀的。火焰中具有辐射能力的成分，如赤热焦炭粒、灰粒、三原子气体等的数量及分布又随燃料种类、燃烧方法、燃烧工况的不同而异，因此炉膛中火焰各处的黑度是不同的。半经验法进行炉膛换热计算时，采用了平均火焰黑度的概念。

炉膛辐射受热面不是绝对黑体，火焰投射到它上面的能量有一部分将反射回火焰；且受热面外表常有污垢，而垢面温度较高，其本身的辐射能力相当大，在换热计算中不能忽略。因此，一些国家的半经验法计算公式中，引入假想污染系数来考虑辐射受热面并非绝对黑体和表面沾污对炉膛辐射换热的影响。受热面沾污有结渣和积灰两种基本类型，机理各不相同。燃料含灰量和灰的物理化学特性是影响受热面沾污的基本因素。

炉内的烟气温度和成分实际上是不均匀的，而大容量锅炉又常需求出炉壁热流分布和炉膛出口截面的烟气温度场，半经验法不能满足这些要求。

数学模拟法 在半经验法的基础上进一步考虑沿炉膛高度烟气温度和成分的变化，列出烟温沿高度变化的方程式，用数学方法求解，称为一维数学模拟法。应用时也有将炉膛高度分成若干区段，对各区段应用已有的半经验公式进行计算的。

实际上，炉膛中烟气温度和燃尽情况不仅沿高度有变化，而且在横截面上也是不均匀的，因此进一步研究和发展了二维和三维数学模型。工程技术上已经开始采用在给定的流动和燃烧条件下的二维和三维数学模拟方法，都是将炉膛空间和辐射受热面划分成若干个微区，认为每个微区内烟气温度和成分是均匀的，对各微区分别列出热平衡方程，对这些方程组联立求解，得出炉膛内烟气温度和辐射受热面的热流分布。

正在研究全面的二维或三维的数学模型，就是研究描述炉内流动、燃烧和换热物理化学过程的合理方法。由此列出数学方程，找出合适的数学计算方法和程序，联立求解炉内的速度场、温度场、浓度场（燃尽率分布）和炉壁热流分布。

lutang huoyan jiance

炉膛火焰检测 (scan of furnace flame) 根据火焰的物理特性，对锅炉炉膛或燃烧器燃烧工况进行检测。当火焰燃烧状态不满足正常条件或熄火时，可按一定方式给出信号，以作为故障报警或设备保护的逻辑判断条件。

20世纪六七十年代，工业发达国家通常采用紫外线型火焰检测装置。这种火焰检测装置的特点是采用紫外光敏管来检测火焰是否存在，至今仍在燃油燃气锅炉上广泛应用。但是由于煤粉火焰的紫外光辐射较少，且紫外光易被粉尘粒子吸收，所以紫外线型火焰检测装置在煤粉锅炉上应用效果不好。20世纪70年代后期，开始研制以探测红外线和可见光为原理的火焰检测装置，并相继投入运行。随着光纤技术和光电敏感元件的发展，可通过测量可见光的脉动频率和强度来判断火焰是否存在，无论是在灵敏度还是鉴别火焰的能力方面，均优于紫外线型的火焰检测装置，电厂中采用的煤

粉火焰检测器大都多属于可见光型、红外线型或其组合型。但是负荷波动、煤种变化等常会影响火焰初始燃烧区的位置，因此在实际运行过程中很难做到使探头正好对准火焰着火区，从而影响火焰检测效果。20世纪80年代后期，先后推出基于相关理论的相关原理型火焰检测装置，以及基于模式识别等智能技术或计算机数字图像信号处理技术的智能型、数字型、图像型火焰检测装置，提高了煤粉火焰检测器的性能。

火焰检测装置主要由两部分组成：探头部分和信号处理部分。以可见光型火焰检测装置为例，探头部分的一次元件为光电半导体，感受火焰可见光的闪动和强度，转换为正比于火焰强度的电脉冲信号。该信号经过放大、比较和处理，最后形成表示火焰强度的模拟量输出和代表有无火焰的开关量输出，送入炉膛安全监控系统（FSSS）。

火焰检测装置的探头常置于燃烧器喷嘴附近（有置于二次风口内和置于侧墙内两种布置方式）或炉膛火焰中心高度。为了保证探头能在温度高、飞灰大的恶劣环境中长期正常运行，通常要配备一套由两台互为备用的冷却风机组成的火检探头冷却风系统。冷却风机的风源一般取自电厂送风机或一次风机出口，也可直接取自大气。

图像型火焰检测装置一般由光纤图像传感器、上位机和下位机组成。光纤图像传感器由传像光纤和摄像机组成，作为一次传感元件，直接摄取各燃烧器着火区的火焰图像。所摄取的视频由信号电缆送入视频信号分配器，分别送入上位机和下位机进行信号处理。上位机系统除显示燃烧器火焰真彩或伪彩实时图像、燃烧的直方图、模拟图、实时曲线图和历史趋势图等外，还需进行任务调度、系统参数设置和上下位机通信等工作。每一层燃烧器都需要一个下位机检测单元，下位机只对该层燃烧器进行检测和判断，并输出有无火焰的开关量信号。少油点火装置通常配置图像型火焰检测装置。

lutang miehuo

炉膛灭火

（furnace loss of fire） 运行中的锅炉因风/煤比失调，炉膛温度低或燃料中断，全部运行的燃烧器突然全熄火的一种事故。

灭火现象和处理　灭火时一般会出现炉膛负压突然增大，一、二次风压突然降低，汽温、汽压随之降低，炉膛变暗，火焰监视器发出灭火信号，有灭火保护装置时按规定动作主燃料跳闸（MFT）。判定为炉膛灭火时，应立即停止给粉机或煤粉制备系统，关闭速断油门，停止向炉内供应燃料，同时停运燃料输送风系统。严禁用关小风门继续供给燃料以爆燃方式恢复着火或投入油枪助燃。保持炉膛通风量大于额定负荷通风量的25%～30%情况下对炉膛进行吹扫，吹扫时间应不少于5min。

采用四角布置的直流燃烧器成切圆燃烧的炉膛，当一角的燃烧器全灭火时，会对下游燃烧器的着火有较大影响，可能迅速导致其他燃烧器相继灭火。采用圆形旋流式燃烧器时，由于燃烧器是依靠自身卷吸回流烟气而着火的，单只灭火时，对相邻燃烧器影响较小，但炉膛温度总水平会有下降。燃烧器或炉膛灭火，如不是误操作，一般会有超前的征兆，如燃烧不稳、火焰闪烁变暗或炉膛负压变化大等，运行监视应认真、及时，发现征兆后应正确调整，一般可以避免全炉膛灭火事故，即使已灭火，正确处理后也不会有过大损失。

灭火原因　主要有：①燃料中断。包括燃油时，燃油系统故障；直吹式制粉系统断煤堵煤；送粉管路堵塞，给粉机故障或供粉不均。②煤质变差，挥发分太低，煤粉过粗，煤粉仓积粉倒塌或粉位过低，风煤比失调。③辅机故障跳闸，送、引风中断。④低负荷运行，燃烧调整不当。⑤炉膛内大面积掉渣。⑥水冷壁管爆破。⑦其他操作失误，如吹灰、打渣和负荷调整等操作不当。

预防措施　主要有：①主要有锅炉设计应按所选定的燃料特性及着火的难易，正确选定锅炉的炉膛热负荷、燃烧器的型式与布置，并正确配置相应的制粉系统及灭火保护装置等。对不易着火的燃料，应采取适当的有利于着火及稳燃的措施，使燃烧设备特性与燃料的质量相适应。②加强对锅炉用煤的管理和监督，混煤应掺和均匀，应当使运行人员了解当时实际燃烧的煤质特性。③注意对运行工况的监视，观察分析炉内燃烧情况、风压、风量和蒸汽参数等的变化，及时进行调整。④保持合理的煤粉细度，保证给煤（给粉）稳定、连续，注意防止原煤外在水分过高。⑤对炉膛最低稳燃负荷（不投助燃油）应预先测定，正常情况下负荷应不低于该限值。⑥对直吹式制粉系统，应使用减少或增加投入磨煤机台数的方法来调节负荷，避免对应的闲置燃烧器煤粉管中积粉。⑦锅炉吹灰、除渣应在燃烧稳定、负荷较高的情况下进行。

lutang reli texing

炉膛热力特性

（furnace thermodynamic characteristics） 反映炉膛热负荷状况的热力参数集合。描述炉膛热力特性的参数主要有：热功率、炉膛容积热负荷、炉膛截面热负荷、燃烧器区域壁面热负荷、辐射受热面热负荷、燃尽区容积放热强度和炉膛出口烟气温度等。这些热力参数的选择与锅炉制造和运行的经济性（造价、效率）及可靠性密切相关。

热功率　炉膛燃烧燃料所能释放出的热量，即

$$Q=BQ_{\text{net,ar}}，\text{kW}$$

式中 B 为燃料耗量，kg/s；$Q_{\text{net,ar}}$ 为燃料的低位发热量，kJ/kg。

炉膛容积热负荷 q_V　按炉膛单位容积折算的单位时间内燃料的释热量（热功率），它等于燃料发热量与每小时燃料消耗量的乘积除以炉膛容积 V_f 所得的商，即 $q_V=BQ_{\text{net,ar}}/V_f\times10^3$，$\text{kW/m}^3$。$q_V$ 是锅炉设计和运行的重要参数，在一定程度上反映了燃料和烟气在炉膛内的停留时间和出口烟气被冷却的程度。锅炉设计中，选取炉膛容积热负荷须依照燃料燃烧（或燃尽）需要的条件和使烟气及灰冷却需要的条件。

为了选用合理的 q_V 值，一些厂家在计算标准或设计指导性文件中列有推荐值。燃油、燃气锅炉的 q_V 值较煤粉燃烧锅炉大；燃用高挥发分、低灰分优质烟煤的锅炉，q_V 值较无烟煤及褐煤炉大。对于大容量固态排渣煤粉燃烧炉膛，q_V 约为60～100kW/m^3。煤粉炉的炉膛容积热负荷还与燃料及其灰渣特性、燃烧方式和燃烧器布置方式有关。

由于燃料消耗量、燃料发热量、炉膛容积等计算方法不

尽相同，各国生产的锅炉，其炉膛容积热负荷值一般不能用来直接对比。

炉膛截面热负荷 q_A　按单位截面积折算的单位时间燃料释热量（热功率），它等于燃料发热量与每小时燃料消耗量之积除以燃烧器区域的炉膛横截面积 A，即

$$q_A = BQ_{net,ar}/A，MW/m^2$$

炉膛截面热负荷表征燃烧器区域的温度水平。在 q_V 一定的条件下，截面热负荷值过大，炉膛呈瘦高型，炉膛周界过小，使燃烧器区域火焰温度水平偏高，虽有利于燃料着火，但对低灰熔点煤易引起结渣；反之，截面热负荷过小，炉膛呈矮胖型，即使燃烧器周围不结渣，由于炉膛高度太小，炉内火焰充满度不良，易导致炉膛出口处烟温过高而结渣，还可能引起燃烧不稳。

炉膛截面热负荷与燃料种类有关。一般来说，燃油、燃气锅炉的炉膛截面热负荷比煤粉炉大。煤粉炉的截面热负荷还与煤质特性、灰渣特性、燃烧方式、出渣方式等有关，q_A 值一般取 3～5.5MW/m²。它随着锅炉容量的增大而有所增大。

燃烧器区域壁面热负荷 q_b　按燃烧器区域单位表面积折算的单位时间的燃料释热量，等于每小时燃料消耗量与燃料发热量的乘积除以燃烧器区域的壁面积 A_b，即

$$q_b = BQ_{net,ar}/A_b \times 10^3，MW/m^2$$

燃烧器区域壁面热负荷表征炉内燃烧器区域的温度水平和换热强度，它反映燃烧器在不同布置方式下火焰分散或集中的程度，在大容量锅炉设计中作为对容积热负荷和截面热负荷进行补充的设计指标。对于结渣性煤种趋于采用低 q_b 值，难燃煤种则宜用较高的 q_b 值，一般固态排渣炉膛 q_b 值多为 0.9～2.1MW/m²。

各国对燃烧器区炉壁面积的计算方法各不相同。因此各制造厂给出的锅炉燃烧器区域壁面热负荷 q_b 值也不能用来直接对比。

辐射受热面热负荷　单位辐射受热面积在单位时间内吸收的辐射热，即炉膛壁面热强度。有平均热负荷和局部热负荷之分。考虑了炉膛各面墙之间，沿炉膛高度、宽度和深度各方面的热负荷分布不均匀系数之后而求得的数值，即为各部位的局部热负荷，其中，最大热负荷可用于锅炉水动力计算和检验管壁温度工况。

燃尽区容积放热强度 q_m　锅炉输入热功率与燃尽区炉膛容积 V_m 的比值，即

$$q_m = BQ_{net,ar}/V_m \times 10^3，kW/m^3$$

q_m 基本反映了燃烧器最上层一次风喷口喷出的煤粉在炉内的最短可能停留时间。q_m 越小，停留时间越长，该层煤粉射流的燃尽越可得到保证，也有利于降低屏区入口局部烟温，避免沾污结渣倾向。q_m 值一般取 170～280kW/m²。

燃尽区高度 h_1　燃烧器最上层煤粉喷口中心线至炉膛出口折焰角尖端上折点的铅直距离为燃尽区高度。表征上层喷口的煤粉在炉内的最短可能停留时间，而燃尽区放热强度 q_m，是考虑了炉膛断面因素的影响，可以较准确地反映出最上层喷口的煤粉在炉内最短可能停留时间的另外一种方式。两者的换算关系为

$$h_1 = q_A/q_m$$

当根据燃料的燃烧特性选取锅炉炉膛容积放热强度时，主要是设计控制煤粉在炉膛内的停留时间，通常以上排一次风喷口中心线至屏式过热器下缘的距离内烟气的平均停留时间 t 代替。由于其计算比较复杂，在实际应用中，为方便起见，常常直接以燃尽区高度 h_1 衡量停留时间的长短。h_1 值一般取 15～34m。

炉膛出口烟气温度　屏式过热器管束前或防渣管前（无屏式受热面时）或锅炉对流排管前烟道截面上的平均烟气温度。

炉膛出口烟气温度的选取是锅炉设计中的一个重要因素，它影响到可靠性和经济性两个方面。从可靠性看，须考虑避免炉膛出口对流受热面的结渣以及高温腐蚀，故炉膛出口烟温不宜过高。燃烧固体燃料时，任何情况下进入密排对流过热器前的烟温不得超过灰渣的变形温度。从经济性看，由于炉膛出口烟气温度决定了锅炉辐射受热面和对流受热面吸热量之比，炉膛出口烟温提高，炉膛辐射受热面吸热份额减小，对流受热面吸热份额增大，反之则相反。由于各种受热面的吸热效果和制造成本不同，合理选择炉膛出口烟气温度还能收到减轻锅炉金属总耗量和降低制造成本的效果。

lutang xuanxing

炉膛选型　(selection of furnace design parameters)

即炉膛轮廓选型。大容量燃煤火电机组建设项目在可行性研究阶段，根据设计煤质燃烧特性和机组承担负荷、经济性、可靠性方面的要求，预先选择未来锅炉的燃烧方式和炉膛轮廓特性参数，以便设备招标采购。该工作之所以需要审慎进行，是因为燃烧方式和炉膛大小及形状对同容量等级的锅炉常有较大差异，一旦选择错误，与煤质不相匹配，就会影响机组整个寿命期间的经济可靠性，而改造常是很困难和代价昂贵的。

煤的燃烧特性，主要是指煤粉的着火特性、结渣特性和燃尽特性。煤的着火、燃尽特性与煤的类别及其区分指标（主要是干燥无灰基挥发分 V_{daf}）有关。一般 V_{daf} 减少，着火燃尽性能变差，但对 V_{daf} 较低的煤类，如无烟煤、贫煤等，为区分确证其着火和燃尽特性的难易等级，常需借助一些模拟煤粉气流燃烧工况的试验台架或示差热天平等特殊仪器。煤在炉膛燃烧过程中的结渣附着行为与所含矿物质的诸多化学物理因素有关，由于其机理的复杂性，尚未能找出准确可信的判据准则（灰熔融性温度具有一定代表性，但亦常与实际结渣程度不符）；因此，对于疑似结渣的煤种，在当前亦有赖于燃烧试验台架的试验结果进行最终判别。

现代大容量燃煤锅炉大都是采用煤粉燃烧方式。可供选择的燃烧方式有三种：切向燃烧方式（包括直流燃烧器布置在四角上的角式切圆与布置在四面墙上的墙式切圆燃烧方式），墙式燃烧方式（除少数 300MW 机组锅炉为前墙燃烧方式外，都采用前后墙对冲燃烧方式），以及拱式燃烧方式（U 形或 W 形火焰下射燃烧）。前两种炉型俗称常规燃烧方式。选型工作涉及的往往是常规燃烧或拱式燃烧，以及采用 Π 型布置还是塔式布置方式的问题；对于低挥发分煤种，还有制粉方式的选择问题。进入 21 世纪，为燃用含硫煤（S_t >1.5%）且达到环保要求，选用循环流化床燃烧方式的大型锅炉会逐渐增多，更增加了可供优选的炉型类别。

炉膛轮廓尺寸形状的选择随燃烧方式和煤质燃烧特性而定，主要是凭借经验的积累。因此选型工作应有当代国内外

大容量锅炉结构特征参数、煤质及运行效果数据库和专家咨询系统软件的支持。对于选型个案，要进行同类煤质多台炉型运行效果的优化对比分析。炉膛轮廓选型不需要确定出炉膛的具体结构尺寸，应由锅炉承包厂商确定。选型结果只需给出几个关键特征参数的允许使用范围或其上（下）限值，一般如炉膛容积热负荷 q_V、断面热负荷 q_A、燃烧器区壁面热负荷 q_b（见炉膛热力特性），以及诸如最高层燃烧器距大屏受热面最小高差 h_1，或炉膛出口烟温、大屏底部烟气温度限值等重要参数。按这些参数已能结合燃烧方式大致勾画出炉膛最小限度的尺寸图形。一般来讲，难燃煤要选用小的 q_V，大的 q_A 和 q_b；易结渣煤要选用小的 q_V、q_A 和 q_b，以及大的 h_1 等；随着机组容量的增大，q_V 趋向下降，而 q_A 和 q_b 有上升趋势。

luzha liyong

炉渣利用

（utilization of ash and slag） 将燃煤电厂排出的炉渣作为资源加以利用的技术和措施。炉渣作为人工火山灰质活性混合材，可用于生产水泥、生产墙体材料、筑路等。

用于水泥生产 用于水泥生产是炉渣的主要利用途径，主要是在熟料磨成水泥时用作混合材。

中国国家标准 GB/T 1596—2005《用于水泥和混凝土中的粉煤灰》对用作水泥活性混合材的粉煤灰的品质要求，同样适用于用作活性混合材的炉渣。具体要求包括：①烧失量：不超过 8.0%；②含水量：不超过 1.0%；③三氧化硫含量：不超过 3.5%；④游离氧化钙含量：不超过 1.0%（由无烟煤或烟煤煅烧产生的炉渣），或不超过 4.0%（由褐煤或次烟煤煅烧产生的炉渣）；⑤安定性（雷氏夹沸煮后增加距离）：不超过 5.0mm；⑥强度活性指数：不小于 70.0%。由于要求含水量不超过 1.0%，所以用作水泥混合材的炉渣必须是干排渣，或经过烘干、含水量符合要求的湿排渣。从生产工艺来说，炉渣用作水泥混合材采取的是炉渣与水泥熟料及石膏共同混合粉磨工艺。炉渣用作水泥混合材其掺量必须符合各品种水泥的相应规定，如作为活性混合材用于生产普通硅酸盐水泥时，其掺量不得超过 15%，用于生产粉煤灰硅酸盐水泥时，其掺量为20%～40%。

炉渣用作水泥混合材是一项用量大、利用附加值较高的利用途径，1t 炉渣掺入到水泥熟料，经共同粉磨后基本上相当于增加 1t 水泥，其附加值得到较大幅度的提高，同时降低了水泥的生产成本。

用于生产墙体材料 作为一种具有火山灰活性的颗粒状物质，炉渣可作为细骨料用于制砖、加气混凝土砌块、硅酸盐砌块等墙体材料，与粉煤灰用于生产墙体材料基本相同（见粉煤灰利用）。

用于筑路 炉渣在道路建设中主要用于道路基层及路堤，该类应用已经十分普遍，用量也较可观。在工程实践中用于筑路的一般是储灰场中的混排湿灰渣。

在道路基层中的应用 炉渣（混排湿灰渣）在道路基层中应用时要与石灰结合使用，利用石灰中的有效 CaO 与灰渣中的活性 SiO_2、Al_2O_3 等成分反应，生成具有胶凝性的水化产物，从而使整个基层具有整体结构强度。根据胶结对象的不同，用灰渣和石灰做胶结料的道路基层分为“二灰稳定土”和“二灰稳定碎石”基层两大类。

道路基层使用灰渣的化学成分中（$SiO_2+Al_2O_3$）宜大于 70%，在温度为 700℃ 下测得的烧失量宜不超过 10%，湿排灰渣含水量大于 40%时应堆高沥水，使其含水量保持在 25%～35%。对石灰的要求是，生石灰的（CaO＋MgO）含量宜大于 60%，消石灰的（CaO＋MgO）含量宜大于 50%。

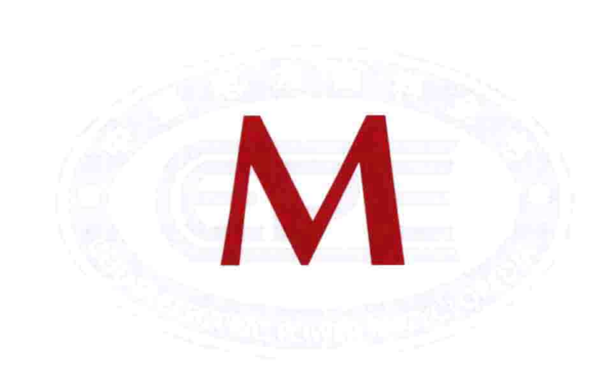
在路堤中的应用 灰渣具有自重轻、内摩擦角大、压缩性小和渗透性好等特点，并且来源广泛、价格低廉，作为道路路堤材料在技术上是完全能满足要求的。用灰渣做路堤，对于软土地基减少沉降效果非常明显，在中国南方多雨地区，有利于缩短路堤施工周期，降低工程造价。

用灰渣来填筑路堤，应用石灰、灰渣混合料或填土包裹边坡及堤顶，包裹土体的宽度应视路堤高度的不同而选取 1～2m，石灰、灰渣包裹体的宽度为30～50cm。灰渣路堤的压实工具，应优先选用振动压路机，或用轮胎压路机或履带推土机初压 1～2 遍，再用一般压路机按一般碾压工艺进行。

luohe qingxi

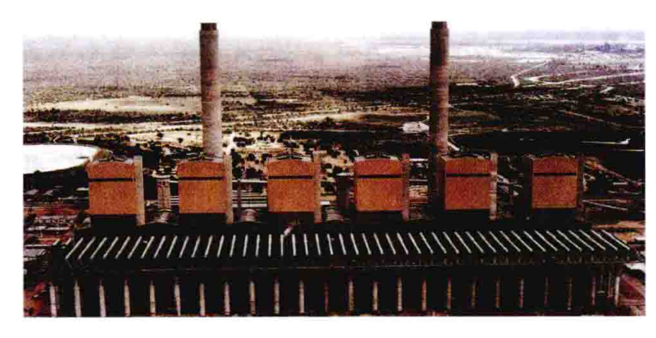
络合清洗

（chelating agent cleaning; complexing agent cleaning） 见锅炉化学清洗。



Madingba Fadianchang

马丁巴发电厂 (Matimba Power Plant) 位于南非林波波省埃利斯拉斯(Ellisras)市西北部。全厂安装6×665MW亚临界直接空冷机组，总装机容量为3990MW，在2000年以前是世界上最大的直接空冷发电厂。电厂于1981年开始筹建，1987年首台机组建成，1991年6台机组全部建成投产。发电厂外貌见图。



马丁巴发电厂外貌

马丁巴发电厂为坑口电厂，采用“煤电一体化”运营模式，燃煤来自厂址附近的格鲁特赫勒克(Grootegeluk)露天煤矿，通过传送皮带运输进厂。

机组锅炉为亚临界、一次中间再热、直流锅炉，额定蒸发量为2016t/h，蒸汽参数为16.1MPa/540℃/540℃，由法国斯登(Stein)公司在南非的SEIVA厂制造；汽轮机为亚临界、一次中间再热、凝汽式、四缸四排汽冲动式汽轮机，由德国曼(MAN)公司供货；发电机由法国阿尔斯通-大西洋(Alsthom-Atlantique, AA)公司供货。

机组采用德国GEA直接空冷系统。汽轮机低压缸排汽通过2根直径为5m的排汽管，再分成8根直径为2.5m的配汽管引入布置在汽机房外侧45m高空冷平台上的8组直接空冷凝汽器；每组凝汽器包括5个主凝汽器和1个分凝汽器，分凝汽器布置在主凝汽器之间。凝汽器冷却管总长405000m，总冷却面积为1129241m²。凝汽器采用机械通风冷却方式，安装48台直径为9.1m的大型风机，风机消耗的功率约占机组额定功率的1.8%。凝汽器真空系统总容积为7600m³，真空系统容积大，起动时需要有较大的蒸汽抽气器。汽轮机设计背压为17.9kPa，变化范围为5～45kPa。

全厂平均供电效率为32.5%，折合供电标准煤耗率为378g/(kW·h)；全厂年均发电综合耗水率为0.047m³/(GW·s)。

mashiti nairegang

马氏体耐热钢 (martensitic heat-resistant steel) 正火加回火后得到马氏体或马氏体加少量铁素体组织的耐热钢。按铬元素含量，主要有9%Cr和12%Cr系列。9%Cr系列的合金钢铬含量约为9%并加入钼、铌、铝、氮等元素，12%Cr系列的合金钢铬含量约为12%并加入强化元素钨、钼、钒等元素。马氏体耐热钢具有较高的抗氧化性和耐腐蚀性、良好的高温强度和组织稳定性，且无晶间腐蚀倾向，对回火脆性不敏感，工艺性能较好，其线膨胀系数与珠光体耐热钢接近。这类钢合金元素含量高于珠光体耐热钢但低于奥氏体耐热钢。

9%Cr系列马氏体耐热钢，如T/P91、T/P92等，可用于制作550～650℃的受热面管子和蒸汽管道部分，代替奥氏体耐热钢。

12%Cr系列马氏体耐热钢，如10Cr11MoW2VNbCu1BN(T/P122)、11Cr2.6W2.5CoVNbB(NF12)、11Cr3W3CoVNbTaNdN(SAVE12)，可用于制作工作温度为540～650℃的受热面管子和蒸汽管道。12%～13%Cr基马氏体耐热钢还有抗震性好的优点，广泛用于高温汽轮机叶片。

mei

煤 (coal) 植物遗体覆盖在地下层，经复杂的生物化学和物理化学作用，转化而成的固体有机可燃沉积岩。

煤的生成 煤的形成大致经过泥炭化和煤化两个阶段。①泥炭化阶段：植物在沼泽中经生物化学和物理化学变化形成泥炭，历时数千年到数万年。②煤化阶段：泥炭、腐泥被埋藏后经过压紧、脱水、固结，逐渐转变为褐煤、腐泥褐煤，而褐煤在地热、地压的影响下又逐渐变为烟煤、无烟煤，由于经受的变质程度不同而形成了不同煤种。煤化阶段历时数百万年乃至数千万年。

煤的特征 煤是一种可燃矿物，其宏观特征随煤种不同而异，表1所示为各种煤炭的主要特征。

表1 各种煤炭的主要特征

特征	泥炭	褐煤	烟煤	无烟煤
颜色	棕褐色为主	褐色、黑褐色	黑色	灰黑色
光泽	无	多数暗	有一定光泽	金属光泽
外部条带	有原始植物残体	不明显	呈条带状	无明显条带
燃烧现象	有烟	有烟	多烟	无烟
水分	多	较多	较少	少
密度(g/cm³)		1.1～1.4	1.2～1.5	1.4～1.8
硬度	很低	低	较高	高

烟煤中变质程度最高的称贫煤，它的性质介于烟煤和无烟煤之间。一般干燥无灰基挥发分$V_{daf}\leqslant 10\%$为无烟煤，$V_{daf}>10\%$为贫煤。

煤的化学组成 煤中的主要元素成分是碳、氢和氧，较少的元素是硫、硅、氮、铝、铁、钙、镁、钾、钠和钛。各种元素结合组成有机和无机化合物，构成煤中的有机物质和矿物质。

组成煤中有机物质的化学元素有碳、氢、氧、氮和硫。这些元素的含量是计算燃烧所需空气量、燃烧产物和煤发热量的基本数据，又可表征煤的燃烧反应能力。

碳 是煤中最主要的组成元素，在干燥无灰基中的含量约为60%～97%，随煤化程度的增加而增大。碳完全燃烧时生成二氧化碳并放出热量，即

$$C+O_2 \longrightarrow CO_2 + 33\,662kJ/kg$$

氢 是煤中的可燃物质，一般在干燥无灰基中含量为1.5%～6%，随煤化程度增加而减少。一般来说，煤中含氢量越高，煤的反应能力越强。氢在燃烧中与氧化合生成水并放出热量，即

$$H_2 + 1/2O_2 \longrightarrow H_2O\uparrow + 119\,426kJ/kg$$

氧 煤中氧含量变化很大，随煤化程度的增加而减少，变化幅度为0.5%～30%。氧与煤中可燃元素呈化合状态，从而降低了发热量。

氮 在煤的干燥无灰基中含量约为0.3%～3.5%。煤燃烧时，其中部分氮和氧化合生成氮氧化物（NO_x），是构成排烟中NO_x含量的主要部分，会造成环境污染。氮是煤中无益于燃烧的组分。

硫 以有机化合物、硫化物和硫酸盐三种形态存在于煤中。煤的含硫量约为0.5%～2%，最高可达8%左右。硫燃烧时生成SO_x，会导致金属设备的腐蚀，随烟气排入大气则会污染环境，是煤中的有害组分。

煤的矿物质 煤中的无机物质，不包括游离水，但包括化合水。矿物质主要由植物原生矿物质、成煤过程中从外界逐渐进入到煤中的矿物质，以及采煤过程中混入的矿物质三部分组成。前两部分为煤的内在矿物质，不易清除，而后者可用洗选方法除掉。

煤燃烧时，矿物质在高温下产生一系列分解、化合及挥发反应后剩下不可燃的残渣——灰分，其主要成分通常用含金属和非金属的氧化物表示，主要是SiO_2、Al_2O_3、Fe_2O_3、CaO、MgO、Na_2O、K_2O和TiO_2。灰成分是决定灰熔点的主要因素，灰中SiO_2和Al_2O_3所占比例大，则灰熔点高；灰中Fe_2O_3、CaO、MgO、Na_2O、K_2O等易熔成分含量高，则灰熔点低。

煤的分类 按GB/T 5751—2009，中国煤炭分类见表2，规定了基于应用的中国煤炭分类体系，可用于说明煤炭类别、指导煤炭利用、进行煤质比较可提出适宜的煤炭分析测试方法等。

表2 中国煤炭分类简表

类别	缩写	分类指标					
		干燥无灰基挥发分 V_{daf}(%)	黏结指数 G	胶质层最大厚度 Y(mm)	奥阿膨胀率 b(%)	透光率 P_M(%)**	恒湿无灰基高位发热量 $Q_{gr,maf}^{***}$(MJ/kg)
无烟煤	WY	≤10					
贫煤	PM	>10.0～20.0	≤5				
贫瘦煤	PS	>10.0～20.0	>5～20				
瘦煤	SM	>10.0～20.0	>20～65				
焦煤	JM	>20.0～28.0 >10.0～28.0	>50～60 >65*	≤25.0	(≤150)		
肥煤	FM	>10.0～37.0	(>85)*	>25			
1/3焦煤	1/3JM	>28.0～37.0	>65*	≤25.0	(≤220)		
气肥煤	QF	>37.0	(>85)*	>25.0	>220		
气煤	QM	>28.0～37.0 >37.0	>50～65 >35	≤25.0	(≤220)		
1/2中黏煤	1/2 ZN	>20.0～37.0	>30～50				
弱黏煤	RN	>20.0～37.0	>5～30				
不黏煤	BN	>20.0～37.0	≤5				
长焰煤	CY	>37.0	≤35			>50	
褐煤	HM	>37.0 >37.0				≤30 >30～50	≤24

* $G>85$，再用Y值或b值来区分肥煤、气肥煤与其他煤炭，当$Y>25.0$mm时，根据V_{daf}的大小可划分为肥煤或气肥煤；当$Y\leqslant25$mm时，则根据其V_{daf}的大小可划分为焦煤、1/3焦煤或气煤。按b值分类时，$V_{daf}\leqslant28\%$时，$b>150\%$的为肥煤；$V_{daf}>28\%$时，$b>220\%$的为肥煤或气肥煤。如按b值和Y值划分的类别有矛盾时，以Y值划分的类别为准。

** $V_{daf}>37\%$，$G\leqslant5$的煤，再以透光率P_M来区分其为长焰煤或褐煤。

*** $V_{daf}>37\%$，$P_M>30\%\sim50\%$的煤，再测$Q_{gr,maf}$，如其值大于24MJ/kg，应划分为长焰煤，否则为褐煤。

中国动力用煤概况 用于直接燃烧将产生的热能转化为动力的燃料煤，称为动力用煤。表3所示为中国主要发电用动力用煤的煤质特性。另外，中国南部还有相当丰富的低质煤资源，包括石煤、油页岩、泥炭等，其发热量一般低于12 560kJ/kg（3000kcal/kg），有的也可利用。

表3 中国主要发电用动力用煤煤质特性

序号	煤种	全水	工业分析			全硫	收到基低位发热量	可磨性	元素分析				灰熔融性温度		
		M_t	M_{ad}	A_d	V_{daf}	$S_{t,d}$	$Q_{net,ar}$	HGI	C_{ad}	H_{ad}	N_{ad}	O_{ad}	DT	ST	FT
		%	%	%	%	%	MJ/kg	—	%	%	%	%	℃	℃	℃
1	加福无烟煤	6.6	4.30	23.36	3.32	1.35	23.22	40	69.07	0.95	0.70	1.33	1300	1350	1400
2	万年无烟煤	3.6	1.46	18.39	4.03	0.22	26.45	48	77.40	1.29	0.74	0.77	1360	1430	>1500
3	阳泉无烟煤	5.9	0.65	19.83	10.65	1.95	25.52	74	71.15	2.80	0.98	2.78	1120	>1500	>1500
4	织金无烟煤	6.1	2.15	25.80	10.81	3.07	23.04	60	64.57	2.65	1.08	1.30	1200	1260	1300

续表

序号	煤种	全水	工业分析			全硫	收到基低位发热量	可磨性	元素分析				灰熔融性温度		
		M_t	M_{ad}	A_d	V_{daf}	$S_{t,d}$	$Q_{net,ar}$	HGI	C_{ad}	H_{ad}	N_{ad}	O_{ad}	DT	ST	FT
		%	%	%	%	%	MJ/kg	—	%	%	%	%	℃	℃	℃
5	晋城无烟煤	5.5	0.17	14.02	5.25	0.60	27.77	32	77.19	2.53	0.93	4.58	>1500	>1500	>1500
6	龙岩无烟煤	6.5	1.22	22.49	5.61	0.73	23.44	48	71.60	1.47	0.68	2.09	1040	1380	1440
7	金竹山无烟煤	8.5	1.94	25.90	9.39	0.69	22.03	107	66.16	2.20	0.56	3.06	>1400	>1400	>1400
8	永城无烟煤	6.1	0.85	23.66	9.70	0.40	24.92	63	69.27	2.91	0.95	2.16	1270	1450	>1500
9	松藻无烟煤	3.0	1.40	24.04	11.33	3.85	24.83	95	65.84	3.50	1.22	0.54	1180	1260	1340
10	潞安贫煤	5.6	1.39	15.19	14.68	0.30	27.88	86	75.92	3.56	1.00	2.85	1400	>1450	>1450
11	西山贫瘦煤	4.5	0.51	17.40	15.53	1.30	26.91	89	73.16	3.99	1.07	2.67	>1500	>1500	>1500
12	韩城贫瘦煤	4.2	0.50	16.24	16.86	0.96	27.02	98	73.81	3.36	1.09	4.12	>1500	>1500	>1500
13	新安贫煤	6.1	1.05	26.78	17.84	1.83	23.54	116	57.52	2.86	0.87	9.39	>1500	>1500	>1500
14	云岗烟煤	9.5	3.78	9.54	29.55	0.85	27.78	55	70.21	4.09	0.78	11.14	1170	1250	1280
15	宁东烟煤	16.2	13.60	9.95	33.21	0.38	24.26	54	61.46	3.50	0.70	11.81	1120	1140	1190
16	开滦烟煤	5.6	0.58	33.49	36.00	1.75	20.18	89	54.69	3.50	0.94	5.25	1450	1490	>1500
17	五彩湾烟煤	25.6	10.46	6.50	35.11	0.59	19.66	110	65.90	3.49	0.62	13.18	1260	1280	1310
18	水城汪家寨烟煤	7.4	0.81	28.15	28.68	1.53	22.48	84	60.98	3.88	1.09	3.80	1150	1200	1260
19	哈密烟煤	12.9	3.10	5.93	27.51	0.35	25.54	70	75.21	3.88	0.81	10.91	1140	1170	1190
20	轩岗烟煤	2.2	1.08	23.94	36.58	0.57	24.15	60	62.00	3.96	1.16	7.56	1400	1450	1470
21	平朔安太堡烟煤	9.3	2.39	29.97	37.14	0.95	18.97	53	55.74	3.50	0.98	7.21	>1500	>1500	>1500
22	补连塔烟煤	16.0	6.60	6.20	37.31	0.30	24.25	58	70.42	4.19	0.86	11.86	1080	1200	1230
23	准格尔烟煤	8.6	6.22	20.45	38.49	0.76	20.04	50	59.27	3.43	0.97	10.22	>1500	>1500	>1500
24	义马烟煤	13.0	6.54	26.81	42.75	0.36	18.11	84	51.84	3.33	0.92	11.97	1240	1280	1300
25	铁法烟煤	11.6	2.24	39.74	42.93	0.42	15.75	54	46.21	3.12	0.56	8.61	1230	1260	1280
26	扎莱诺尔褐煤	34.1	15.68	18.12	43.34	0.26	13.88	87	50.49	3.21	0.76	14.36	1080	1160	1220
27	元宝山褐煤	23.1	9.80	18.03	44.01	1.88	16.99	49	53.20	3.43	0.68	14.93	1030	1090	1270
28	伊敏褐煤	28.5	12.50	15.94	45.95	0.40	14.55	40	52.22	3.44	0.81	16.73	1220	1280	1340
29	霍林河褐煤	29.5	20.33	17.15	47.55	0.39	16.72	43	49.32	3.14	0.74	12.50	1260	1380	1400
30	小龙潭褐煤	35.0	13.92	9.83	49.68	0.84	14.10	45	55.38	4.32	1.58	15.62	1280	1350	1390
31	昭通褐煤	55.4	12.03	22.94	56.74	1.56	6.65	35	43.68	3.73	1.29	17.72	1150	1210	1250

中国煤炭资源保存储量约为1万亿t，煤炭在一次能源结构中占70%左右，2012年全国煤炭燃用量达36.5亿t，约占世界煤炭燃用量的1/3。

meifen fenpeiqi

煤粉分配器 (pulverized coal distributor) 在直吹式制粉系统中使各一次风管中风和煤粉实现均匀分配的装置。在中速磨煤机出口煤粉送入各一次风管时或者煤粉管分叉时，由于煤粉气流的旋转和惯性离析，磨煤机出口的一次风管或分叉后的一次风管往往出现较严重的粉量分配不均，从而引起各管的风量分配不均。一次风管阻力虽然可以在冷态下通过各管中安装的节流管圈进行调匀，但也无法改变热态下由于煤粉旋转和惯性离析引起的粉量和风量分配不均的情况。即使经过设计与调整，冷态下各管风量分配偏差小于或等于±5%，热态运行时煤粉分配最大偏差仍可达约35%。因此需要通过煤粉分配器实现一次风管的均匀分配。

常用的煤粉分配器有扩散型、格栅型和肋片导流型等。扩散型煤粉分配器装于碗式中速磨煤机、中速钢球磨煤机、轮式中速磨煤机壳体内的出口部位（见图1），使煤粉气流通过文丘里型流道先收缩再扩散，从而实现磨煤机出口一次风管（通常为4根）的风粉分配均匀。带有扩散型煤粉分配器的一次风管的风量分配最大偏差约为±(15%～20%)（相对4管平均风速），粉量分配最大偏差约为±(20%～25%)（相对4管平均粉量）。中速磨煤机出口一次风管的煤粉分配还与分离器挡板开度及风量大小有关。风量大及挡板开度小时，气流旋转强度大，风粉分配趋于均匀。格栅型煤粉分配器外形

见图2。它将煤粉气流均分成若干格，每格及相邻格的煤粉气流分别导入左右两侧煤粉管内，两侧煤粉管还可再行分配，从而实现一分为四的管道均匀分配。格栅型煤粉分配器风量最大偏差约为±(5%～10%)（相对4管平均风速），粉量最大偏差约为±(10%～15%)（相对四管平均粉量）。但格栅型煤粉分配器阻力较大，约为1000～1500Pa，并且在煤粉管道布置中占据了较大的空间高度（约2.3～3.3m）。

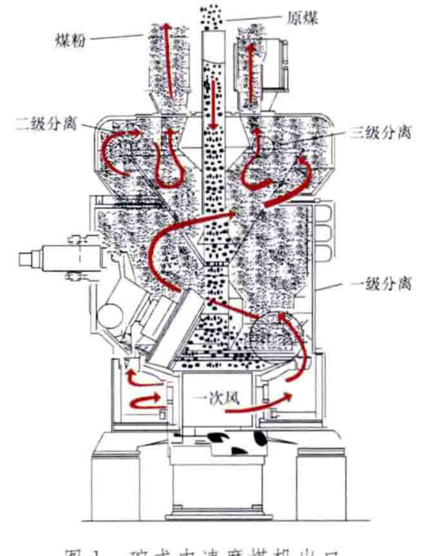
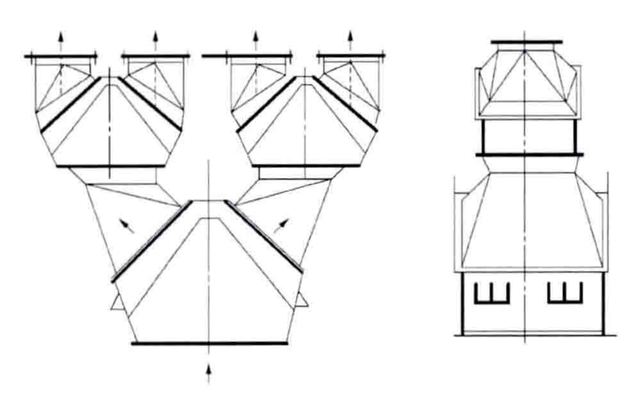


图1 碗式中速磨煤机出口扩散型煤粉分配器


图2 格栅型煤粉分配器

肋片导流型煤粉分配器外形如图3所示，装在管道90°转向处，实现一分为二的布置。通过肋片方向的调节可以实现一分为二后的风粉均匀分配。

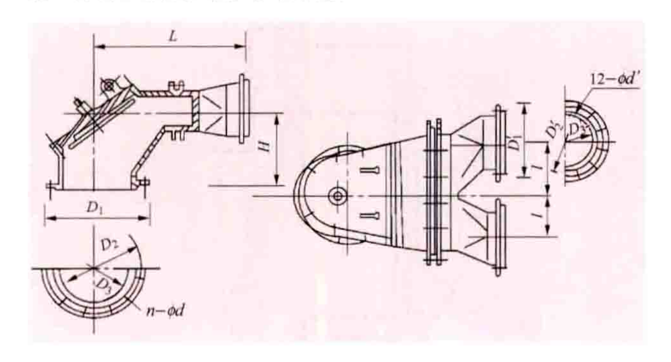


图3 肋片导流型煤粉分配器

meifen zhibei xitong

煤粉制备系统 (pulverized coal preparation system)

为悬浮燃烧的锅炉燃烧需要，将原煤碾磨成细粉，以一定风煤比和温度经气力输送入炉膛的相关设备和管道的组合。

煤粉制备系统的形式根据煤种特性及其变化范围、负荷性质、锅炉燃烧方式、炉膛结构和燃烧器型式，结合磨煤机的适用条件，经技术经济比较确定。可分为单元制制粉系统和集中制制粉系统，其中集中制制粉系统已很少采用（见燃烧系统）。单元制制粉系统又可分为直吹式制粉系统和中间储仓式制粉系统，均配置煤粉管道系统。

直吹式制粉系统 由磨煤机磨制的煤粉经干燥剂携带直接送入锅炉燃烧的制粉系统。系统的工艺流程简单，管道短，布置紧凑，有利于防爆及锅炉燃烧。大容量机组在煤种适宜时，多选用直吹式制粉系统。直吹式制粉系统按磨煤机内热空气压力状态可分为负压和正压两类。

磨煤机出口设排粉风机将煤粉送入炉膛，使磨煤机处于负压状态下工作的为负压系统。由于煤粉气流中有转动机械，易造成磨损；而且因磨煤机处于负压状态，易漏入冷空气而降低干燥出力，已不再采用。采用一次风机使磨煤机处于正压状态下工作的为正压直吹式制粉系统。由于不存在负压系统的缺陷，使制粉系统的工作条件和经济性相对较好，在火电厂广泛应用。为确保制粉系统的严密性，一般配备制粉系统专用的密封风机，向磨煤机和给煤机提供所需的密封风。

正压直吹式制粉系统又分热一次风机和冷一次风机两类。锅炉空气预热器空气侧后设置一次风机的称为热一次风机系统。热一次风机的结构较复杂，工作条件较差，且所输送的热风容积流量比冷一次风机大，风机电耗较大。空气预热器前设置一次风机的称为冷一次风机系统，从运行可靠性和经济性出发，火电厂通常选用冷一次风机正压直吹式制粉系统。

直吹式制粉系统的磨煤机出力需随锅炉负荷变化而增减。通过磨煤机的通风量既是干燥燃煤和输送煤粉的介质，又是锅炉燃烧所需的一次风，在运行中需保持制粉系统与锅炉燃烧风量的供需平衡。

直吹式制粉系统的磨煤机型式选择，一般在燃用烟煤、褐煤时，选用中速磨煤机或风扇磨煤机，其特点是制粉系统的电耗较低；燃用高磨损性或可磨性指数低的贫煤、无烟煤等煤种时，可选择双进双出筒式磨煤机，虽然制粉电耗较高，但具有适应煤种范围广、磨煤机运行周期长等特点。

中速磨煤机正压直吹式制粉系统 火电厂应用最广泛的制粉系统（见图1）。系统的制粉电耗低，无漏风，但需要清除原煤中的铁块、石块、木块。磨煤机在运行过程中，没有被磨碎的石子煤（黄铁矿、矸石、煤粒等）常用的石子煤输送系统排出，包括自动小车、皮带输送、水力输送等。

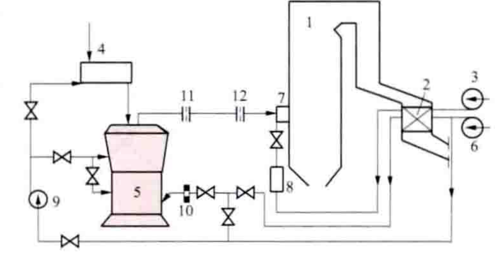


图1 中速磨煤机正压直吹式制粉系统
1—锅炉；2—空气预热器；3—送风机；4—给煤机；5—磨煤机；6—一次风机；7—燃烧器；8—二次风箱；9—密封风机；10—风量测量装置；11—快速关断阀；12—隔绝阀

风扇磨煤机正压直吹式制粉系统 干燥性能好，制粉电耗低，但研磨件寿命

短，适用于高水分的褐煤。可采用二介质（热炉烟、热风）或三介质（热炉烟、热风、冷炉烟）干燥系统，根据制粉系统终端干燥剂的含氧量确定。当磨制水分大于40%的高水分褐煤时，磨煤机的出口需要采用乏气分离装置，富含水分的乏气进入燃烧器上部喷口。

双进双出钢球磨煤机正压直吹式制粉系统　系统无漏风，煤粉细度较细，但制粉电耗较高。与中速磨煤机直吹式系统在设计和运行方式上比较，不同点有：①钢球磨煤机直吹系统的锅炉负荷信号不送至给煤机，而送至磨煤机入口一次风流量调节挡板，锅炉负荷变化通过一次风流量变化调节磨煤机出力，然后磨煤机筒体内煤位变化信号通过给煤机调节给煤量，保持筒体内的煤位，对给煤机测量调节精度比中速磨煤机低。②钢球磨煤机直吹系统设计有冷、热两路旁路风。冷风为吹扫旁路，设在分离器出口的送粉管道上，停磨煤机时对管路进行吹扫；热风旁路用于磨煤机低负荷时维持一次风的流速或运行时增加锅炉的一次风量，以满足锅炉所需的一次风率值。热风旁路的进入方式分为三种：从粗粉分离器入口的一次风管道中进入（见图2）、从磨煤机入口进入或从给煤机下方的落煤管中进入，从给煤机下方进入的热风可对煤进行预干燥。③在磨制低挥发分煤的钢球磨煤机直吹系统中，借助掺入高温旁路风的方法，可提高进入燃烧器的一次风温，改善煤粉的着火性能。

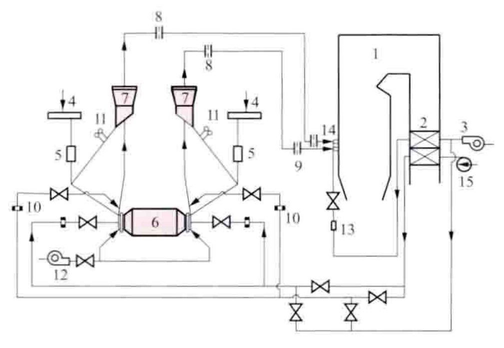


图2　双进双出钢球磨煤机正压直吹式制粉系统（带热风旁路风系统）

1—锅炉；2—空气预热器；3—送风机；4—给煤机；5—下降干燥管；6—磨煤机；7—粗粉分离器；8—快速关断阀；9—隔离阀；10—风量测量装置；11—锁气器；12—密封风机；13—二次风箱；14—燃烧器；15—一次风机

中间储仓式制粉系统　磨煤机磨制的煤粉送入煤粉仓存储，再经给粉机取出供给锅炉燃烧的制粉系统。中间储仓式制粉系统通常配用低速钢球磨煤机。系统的特点是在磨煤机故障时，不会直接影响对锅炉的连续供粉；而且钢球磨煤机对不同煤质的适应能力较强；工作可靠、运行稳定，适用于煤质较差、煤质变化幅度较大的火电厂。但相应的设备、管道较为复杂，防火、防爆要求更为严格，建设和运行费用相对较高。对于大中型容量机组，仅在燃用非易燃易爆煤种，并选用常规钢球磨煤机情况下采用该系统。

系统工艺流程为：原煤由原煤斗经给煤机送进磨煤机，同时引入热风或加掺部分炉烟作为干燥剂及输送介质；研磨后的煤粉经过粗粉分离器筛分，煤粉细度不合格的粗粉返回磨煤机再次研磨，细度合格的煤粉随干燥剂气流进入细粉分离器，使煤粉与气体分离，分离后的煤粉进入煤粉仓储存；锅炉燃烧时所需煤粉经煤粉仓下部的给粉机送入一次风道利用一次风送入燃烧器。按分离出的乏气（含少量煤粉的干燥剂）排出方式，又可将中间储仓式系统分为闭式和开式两类。

中间储仓式制粉系统根据送粉的介质分为干燥剂送粉及热风送粉两种系统（见图3）。

干燥剂送粉系统　利用细粉分离器排出的乏气作为介质的送粉系统［见图3（a）］，属于储仓式闭式系统。该制粉系统的运行需与锅炉燃烧密切配合，使制粉系统和燃烧系统的风量达到平衡。当制粉系统停用时，需改用热风和冷风的混合温风作为输送煤粉的介质。

热风送粉系统　利用空气预热器后的热空气作为介质的送粉系统［见图3（b）］，也属于储仓式闭式系统。而细粉分离器后含有少量煤粉的气流作为三次风送入锅炉炉膛上部参与燃烧。系统的优点是：①制粉系统的运行与燃烧系统的运行互不干扰；②一次风风温可达较高水平，能适应低挥发分煤和低质煤的燃烧；③制粉系统本身可以不设冷风调温，使空气预热器的旁路风量达到最小，对混合器后一次风风温不受限制的低挥发分煤质可为零，有助于提高锅炉效率。

热风送粉系统可采用冷一次风机送粉或热一次风机送粉方式，大容量机组通常选用三分仓空气预热器冷一次风机送粉系统。

热风送粉系统中，乏气不送入炉膛，而是经袋式除尘器排入大气的制粉系统称为开式热风制粉系统。因燃煤水分偏高或磨煤机出力裕量过大等原因，使制粉系统产生较大的排湿量，含过量水分的乏汽送入炉膛，将冲击炉膛温度，尤其

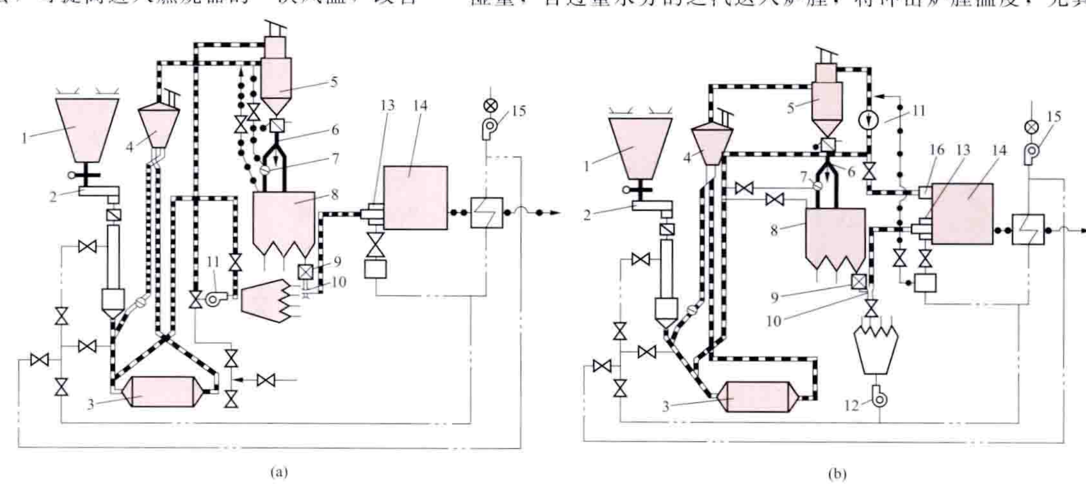


图3　中间储仓式制粉系统

（a）干燥剂送粉系统；（b）热风送粉系统

1—原煤斗；2—给煤机；3—磨煤机；4—粗粉分离器；5—细粉分离器；6—转换挡板；7—输粉机；8—煤粉仓；9—给粉机；10—混合器；11—排粉机；12—一次风机；13—燃烧器；14—炉膛；15—送风机；16—三次风喷嘴

在低负荷工况下影响燃烧的稳定性。在此情况下，才选择采用开式制粉系统。

煤粉管道系统 分为原煤、制粉、送粉三个部分。

原煤管道 包括原煤仓至给煤机和给煤机至磨煤机的落煤管、金属小煤斗等。

制粉管道 包括磨煤机至排粉机的制粉管道、细粉分离器至煤粉仓和输粉机的落粉管、输粉机的落粉管、粗粉分离器的回粉管、煤粉仓的放粉管、吸潮管、防爆门引出管等，为中间储仓式系统特有的管道系统。

送粉管道 包括磨煤机、排粉风机出口或一次风箱至燃烧器的一次风道、三次风道、乏汽管道、给粉管道、干燥剂再循环管道等。

meifen zhibei xitong baozha

煤粉制备系统爆炸

(explosion of pulverized coal preparation system) 煤粉制备系统内悬浮的煤粉强烈燃烧，并以很快的速度传播，造成局部压力升高而使系统破坏的事故。煤粉仓内、磨煤机出口或系统的局部区域，偶尔会有积集煤粉自燃，煤粉温度异常升高，甚至出现器壁烧红和火星。在此情况下有可能引燃悬浮的煤粉，发生爆炸。爆炸时系统内压力突然增大，防爆门动作，炉膛负压剧烈波动，严重时导致炉膛灭火，并可能造成制粉设备损坏。

爆炸条件 爆炸的必要条件是在制粉系统中存在火源，该火源可能是由于系统内部有滞积煤粉自燃形成的或煤粉磨制过程中产生的火花，也可能是原煤中混有雷管之类能产生火种的引燃物。煤粉自燃的难易程度与其挥发分、灰分大小及煤粉细度等有关。煤粉的挥发分越少，爆炸性越小；煤粉的水分和灰分越高，爆炸性越小；煤粉的颗粒越粗，可燃性越小。另外，煤粉的可爆性也与其在气体介质中的浓度及气体介质中相对含氧量有关。(见炉膛爆炸)

处理原则 当发现制粉系统中有自燃时，需停止通风，隔绝空气进入其内部；煤粉仓内煤粉发生自燃时，应通入氮气、二氧化碳或蒸汽灭火。当发生制粉系统爆炸时，应紧急停用该套制粉系统，并采取隔绝措施，投入惰化蒸汽进行灭火，确认其内部无火源时才允许检查修复。

预防措施 主要有：①在设计、制造和安装时，尽可能避免系统中有任何可沉积煤粉的死角，各一次风管内的风速大致相同，必要时可加装均流器，保证各管内风速的相对偏差在±5%之内，使煤粉量分配不均有所改善；在水平管内的一次风粉流速宜维持在 18m/s 以上。②钢制粉仓的外部应予保温，粉仓应装有吸潮管并畅通；运行中应定期降低粉位。③对煤粉仓、粗细粉分离器等部位均应设有消防蒸汽、二氧化碳或氮气管系统用于灭火。④中速磨煤机在停止给煤后应进行 5min 左右通风吹扫，磨煤机故障跳闸后应及时排清石子煤，在故障排除后应尽快进行磨煤机内的通风吹扫工作。⑤所有磨煤机在长期停运前应将煤仓、粉仓中的煤和煤粉用尽；对制粉系统进行通风吹扫，直到将磨煤机内和系统中积存的煤粉排出或送入炉膛内烧掉。⑥在运行中控制磨煤机出口温度，一般不应超过下表所列数值。据实际运行的测定表明，制粉系统爆炸时的压力一般不超过 0.22～0.25MPa（表压），因此，对于系统较简单的中速磨煤机直吹式制粉系统，各部件结构强度应按不低于 0.3MPa（表压）设计。对中间储仓式制粉系统，可装设一定数量的防爆门，各部件的强度按 0.15MPa（表压）设计，一般也可防止破坏。

制粉系统干燥剂的最大限额温度

磨煤机型式	用空气做干燥剂	用烟气、空气混合物干燥
风扇磨煤机直吹式系统，粗粉分离器后	贫煤 150℃ 烟煤 130℃ 褐煤和页岩 100℃	烟煤 褐煤 180℃ 页岩
中间储仓式制粉系统磨煤机后	贫煤 130℃ 烟煤和褐煤 70℃	褐煤 90℃ 烟煤 120℃
中速磨煤机直吹式系统，粗粉分离器后	挥发分为 12%～40% 时 120～70℃	

meifen zhibei xitong kongzhi

煤粉制备系统控制

(control for pulverized coal preparation system) 根据煤粉制备系统中相关的设备在起停过程中的时序和逻辑关系，对它们进行顺序或逻辑控制。煤粉制备系统分为直吹式和中间储仓式两种，它们的起、停控制过程不同，但都包括在锅炉控制系统之中。

直吹式煤粉制备系统控制 通常由一次风机、给煤机、中速磨煤机、密封风机和有关挡板组成。直吹式煤粉制备系统的一次风可以由各自系统的独立一次风机提供，也可以由锅炉总的一次风机提供。中速磨煤机配有独立的润滑油泵和碾盘加载装置，只有在润滑油压力和加载装置的压力都已建立且磨煤机的通风量也已达到要求值时才允许起动磨煤机。磨煤机起动后才允许起动给煤机向磨煤机送煤。因此，直吹式煤粉制备系统起动过程的控制顺序如下：起动密封风机并开启磨煤机的密封挡板，起动一次风机，开启磨煤机入口一次风挡板和出口挡板使磨煤机通风，起动磨煤机的油泵，在润滑油压力和加载装置的压力建立后起动磨煤机，起动给煤机，开启给煤机的供煤挡板。

停止直吹式煤粉制备系统的顺序是先停止给煤机并关闭给煤机的供煤挡板，待磨煤机内的余煤全部送入炉膛后才允许停止磨煤机，再停止磨煤机的油泵，并关闭磨煤机的出入口挡板和密封风挡板。对于有独立一次风机的系统，还应停止一次风机。但在锅炉出现异常情况需要紧急停炉时，允许同时停止给煤机和磨煤机并关闭磨煤机出口挡板，以尽快停止向炉膛供给燃料。

中间储仓式煤粉制备系统控制 通常由排粉风机、给煤机、筒式磨煤机、风粉分离器、煤粉仓及有关挡板组成。由于制备的煤粉可以储存在煤粉仓中，所以系统通常保持磨煤机在最大经济负荷情况下运行，并根据煤粉仓的粉位控制煤粉制备系统的起动和停止。排粉风机应在入口挡板全关和轴承冷却水流量正常的条件下才能起动，而筒式磨煤机必须在轴承润滑油压正常和轴承冷却水流量正常的条件下才允许起动。因此，中间储仓式煤粉制备系统起动过程的控制顺序如下：起动排粉风机，开启排粉风机入口挡板使系统通风，开启磨煤机入口热风挡板使系统加热，起动磨煤机的润滑油泵，起动磨煤机，待磨煤机运行正常后起动给煤机，开启给煤机的供煤挡板。

停止中间储仓式煤粉制备系统时的控制顺序是：关闭给煤机的供煤挡板并停止给煤机，待磨煤机中的余煤排尽后停止磨煤机，停止排粉风机，关闭排粉风机入口挡板及磨煤机入口热风挡板。

meifen zhibei xitong yunxing

煤粉制备系统运行 (operation of pulverized coal preparation system) 安全、经济地向锅炉提供一定数量的符合规定细度的煤粉。制粉的电耗占电厂厂用电率的主要部分，为保证系统的安全、经济运行，必须与锅炉燃烧调整试验相结合，通过专门的调整试验，确定系统的最大出力、最经济的煤粉细度、最佳通风量、磨煤电耗和其他指标，以作为指导运行的参考。常用的煤粉制备系统有中间储仓式和直吹式两大类煤粉制备系统。

中间储仓式制粉系统运行 多采用筒式磨煤机，磨出的煤粉经分离器存于煤粉仓，再经给粉机用热风或磨煤机的干燥介质（乏气）输送入燃烧器。该系统对原煤中铁块和石块敏感性不强，适用于磨损性特别强的煤种。中间储仓式制粉系统运行应注意：①磨煤机应在满出力下运行，其起、停与燃烧器是否投入无关。②磨煤机筒体转速应在最佳转速下工作，即0.74～0.8筒体的临界转速（临界转速为$42.3/D^{1/2}$，D为筒体直径，m。当工作转速等于或高于临界转速时，钢球因离心力将贴在筒壁上随筒体旋转而不下落)。③保持最佳的钢球充满系数。充满系数为钢球容积占筒体容积的百分比。最佳钢球充满系数应通过试验确定，一般为15%～25%。运行中应根据磨煤机电动机电流的变化，定期加添钢球，以补充磨耗的钢球。④维持最佳的通风量。磨煤机筒内的通风量直接影响磨煤机的出力和煤粉细度以及乏气量。通风量过大，煤粉变粗，粗粉分离器回粉增加，系统电耗上升，过小则出力降低。⑤护甲有一定的形状，易被钢球磨损，使钢球的提升高度不足，磨粉能力下降，在运行中应定期更换被钢球磨损的护甲。⑥均匀给煤，防止过量煤堵塞筒体。⑦保持规定的煤粉细度。煤粉细度由煤的性质、挥发分和可磨性系数等确定，煤粉经济细度是锅炉不完全燃烧损失与制粉电耗能量叠加后的最低点，由锅炉的燃烧调整试验确定。⑧控制磨煤机出口气粉混合物的温度不超过规定值，以免引起煤粉自燃和爆炸。⑨保持煤粉仓内有正常的粉位，并定期做降低粉位运行，以防粉仓内煤粉温度升高，积粉自燃。⑩对磨煤机的启、停和切换应按运行规程进行操作，对长期备用的磨煤机，在停运前应将筒内的煤粉抽空。

直吹式制粉系统的运行 大多采用中速磨煤机，也可采用风扇磨煤机和筒式磨煤机，磨制出来的煤粉直接送往燃烧器，有负压直吹（排粉风机装在磨煤机后）和正压直吹（用冷一次风机或排粉机装在空气预热器或磨煤机之前）两种。负压直吹系统因排粉风机叶片会严重磨损，系统运行维护费用成本高，运行可靠性低，现已很少采用。直吹式制粉系统运行时应注意：①磨煤机磨制的煤粉全部直接送入炉膛燃烧，制粉量随锅炉负荷的变化而变化。当一台磨煤机解列时，其相应的燃烧器就须停用，如不及时起动和投入备用的磨煤机和燃烧器，锅炉就须减负荷。②锅炉燃烧调整与制粉系统的调整紧密相连，在确定经济煤粉细度及最佳通风量时，必须考虑磨煤机的实际能力。③磨煤机在较高的速度下转动，运行中各种部件易被磨损，需要定期予以更换。④运行中要加强对磨煤机本身的调整和维护。改变煤粉分离器挡板位置和中速磨煤机磨辊弹簧压力可改变磨煤机的出力与煤粉细度，但需要通过专门的调整试验才能确定其调节的幅度。⑤中速磨煤机应保持合理的风环风速，以减少石子煤量，石子煤量过大时，应分析原因并予改进。⑥均匀给煤，并保持合理的风煤比，严防铁块、石块、木块进入磨煤机。⑦多台磨煤机同时运行时，应保持各台磨煤机的负荷基本平衡。⑧风扇式磨煤机一般用于水分较大的褐煤，其系统和运行操作都较简单，但应注意保证其干燥出力和防止一次风管内集粉。⑨磨制高挥发分煤种时，应加强运行监视调整，防止爆燃。

meiliang jiance

煤量检测 (coal weight measurement) 测量由铁路、公路或水路运入发电厂的煤量以及由皮带送入锅炉房的煤量。可用轨道衡、电子吊钩秤、电子散料秤及电子皮带秤进行测量。

轨道衡 由装有测重传感器的一段路轨，以及计算机、打印机和显示仪构成。当煤车进入该段路轨时，由电阻应变片构成的测重传感器中的电阻值就发生变化，通过测量电桥测量出电阻变化就可知道装载煤的重量。轨道衡也可装设在翻车机内，测量翻前和翻后的重量差，就得到煤的重量。

电子吊钩秤 用抓斗将煤吊起时，抓斗上方安装的称重传感器就将重量信息由秤体内的发射装置发出，由接收仪表接受、处理、显示、打印。可用于检测轮船运煤量。

电子散料秤 可对大宗散装物料进行连续、快速、准确的称量和全过程的自动控制。电子散料秤由储料仓、称量斗及卸料仓按上、中、下叠加而成。用皮带输送机将物料送往储料仓，进料时，储料仓底部的进料门打开，物料流入称量斗。称量斗称量所进物料的重量，当达到设定值时，储料仓的进料门自动关闭，此时的重量数值被自动储存和累加，由打印机打印。打印结束，称量斗底部的放料门打开，物料流入卸料仓内。

电子皮带秤 测量皮带输煤量的设备，在一小段输煤皮带托辊的两端装有电阻应变片构成的称重传感器。当皮带上有煤时，通过托辊使称重传感器产生应变，从而改变称重传感器的输出电压，该输出电压与该段皮带上煤的重量成正比，被输入微处理器中。另外，在拖动输煤皮带的电动机中装有转速传感器，电动机转动时，转速传感器产生与转速成比例的脉冲信号，也送入微处理器中，经过运算处理，就可得到单位时间及累加的皮带运送的原煤重量。电子皮带秤必须定期进行实物标定才能保证精确度。

火力发电厂燃煤进入锅炉前，均设有煤质检测设施。个别电厂配置了煤质在线检测装置。作为过程参数检测的煤量还包括原煤斗煤量和给煤机给煤量。

meiqihua gongyi

煤气化工艺 (coal gasification process) 煤在一定温度和压力条件下，通过加入气化剂（气化介质）被转化为煤气的工艺过程。其反应是煤在载氧气体介质（空气、氧气、水蒸气、CO_2 等）的作用下，通过煤的热解、燃烧和气

化等反应，生成由 CO、H_2、CH_4、CO_2、N_2、H_2O 和 C_mH_n 等主要成分组成的煤气，通常煤气中还含有 H_2S、COS、CS_2、NH_3、HCN、卤化物和粉尘等杂质。

基本原理 煤气化过程包括 10 个基本反应，化学方程如下表所示。

煤气化过程的基本反应

反应类型	化学方程
煤的燃烧反应	$C+O_2 = CO_2+393.9kJ/mol$ $C+1/2O_2 = CO+110.5kJ/mol$
CO_2 还原反应	$C+CO_2 = 2CO-167.8kJ/mol$
水煤气反应	$C+H_2O = CO+H_2-175.8kJ/mol$ $C+2H_2O = CO_2+2H_2-179.1kJ/mol$
变换反应	$CO+H_2O = H_2+CO_2+3.35kJ/mol$
甲烷生成反应	主反应 $C+2H_2 = CH_4+75.0kJ/mol$ 副反应 $CO+3H_2 = CH_4+H_2O+250.3kJ/mol$ $2CO+2H_2 = CH_4+CO_2+247.3kJ/mol$ $CO_2+4H_2 = CH_4+2H_2O+253.7kJ/mol$

煤炭气化有两个目的，一是制取气体燃料或液体燃料，二是制取化工合成用的气体原料。

煤气化工艺的原则流程包括煤的制备（原料准备）、煤气生产、煤气净化、煤气变换、煤气精制以及甲烷合成等主要过程级（或单元）。在生产中、低热值煤气时，如整体煤气化联合循环（IGCC）发电系统，一般只需要煤的制备、煤气生产和煤气净化；在生产高热值煤气时，才需要后三个过程级。在生产合成氨原料气时，则无需甲烷化过程级。原料煤的物理化学性质对气化炉的设计、运行及煤气处理都有直接的影响，是决定煤气化工艺技术经济效果的重要因素之一。不同类型的气化炉对煤炭的品质和原料准备都有一定的要求。煤气化工艺中的原料准备一般包括原煤破碎、筛分、干燥或调制水煤浆等。煤气的生产主要靠气化炉来完成，是煤气化过程的主要环节，它不仅决定粗煤气的组成和热值，也决定整个工艺流程的布置。煤气净化主要包括煤气的除尘、脱硫等。煤气变换是指将煤气中的 CO 变换成 H_2 的过程。在生产高热值煤气（可替代天然气）时，才采用甲烷合成。

主要工艺 煤气化工艺的类型很多，分类的方法也很多。最常用的分类是按煤和气化剂在气化炉内的运动过程来划分，可分为固定床（或称移动床）气化工艺、流化床气化工艺、气流床（或称喷流床）气化工艺和熔融床（或称熔盐床）气化工艺等。

固定床气化工艺 气体从相对静止的煤粒间隙中穿过，气体流速较低，煤层运动速度很低。

在固定床气化炉中煤由气化炉顶部加入，自上而下经过干燥层、干馏层、还原层和氧化层，最后形成灰渣排出炉外。有的炉型采用液态排渣方式，最下部为熔渣层。气化介质则自下而上与煤形成逆流接触。为保证床层分布的均匀性和透气性，一般固定床气化炉要求入炉煤有一定的粒度（3～30mm）和合理的粒级分布。

在固定床气化炉中，煤的停留时间较长，约 1～1.5h。热效率、碳转化率和气化效率都较高，但单位容积的处理量小。若使用黏结性煤，炉内要增加搅拌设备。不适于建设大规模的生产装置。煤气中焦油和酚含量较高。

代表性的固定床气化炉有：两段发生炉、常压 UGI 间歇式水煤气炉、加压的鲁奇（Lurgi）炉和 BGL 炉。两段发生炉、UGI 炉和鲁奇炉是固态排渣，BGL 炉是液态排渣。常压固定床气化炉在国外已逐步被淘汰。高压固定床气化炉的容量和效率均比常压炉有很大的提高，是固定床气化炉发展的方向。

（1）鲁奇加压气化炉。其结构如图 1 所示，操作压力通常为 1.0～3.0MPa。与常压固定床气化炉相比，它的优点是：可以采用灰熔点稍低和粒度较小的煤，对煤的机械强度和热稳定性要求较低；能气化一些水分较高（20%～30%）、灰分较高（30%）的劣质煤；煤气的热值较高；气化过程的耗氧量低，约是常压气化的 1/3～2/3；气化炉的生产能力是常压气化的 4～8 倍；冷煤气效率较高。与流化床和气流床气化工艺相比，它的冷煤气效率和煤气的热值最高，操作温度最低，对炉体材料要求不高。它的缺点是：水蒸气分解率低；只能采用块煤；设备维修和运行费用较高；煤气中焦油和酚含量高，不利于煤气净化。

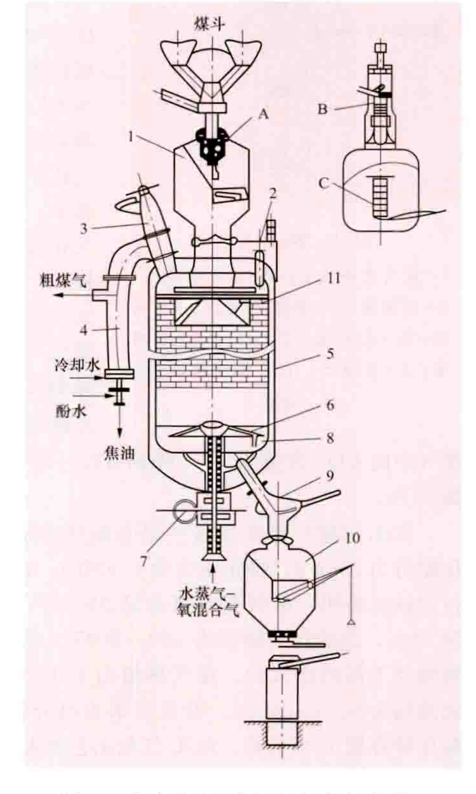


图 1 鲁奇加压固定床气化炉结构
1—煤箱；2—上部刮刀传动机构；3—煤气出口管刮刀；4—喷冷器；5—炉体；6—炉箅；7—炉箅传动机构；8—刮灰刀；9—下灰颈管；10—灰箱；11—裙板；A—带有内部液压传动装置的煤箱上阀；B—外部液压传动装置；C—煤箱下阀的液压传动装置

鲁奇气化炉源于德国，第一台工业炉于 1936 年建于德国的赫希菲尔德（Hirschfelde），目的是用煤生产合成油。鲁奇气化炉在南非采用最多，已有 97 台在运行，用于间接合成油装置。最大产气量可达到 10 万 m^3/h（标准状态下）。鲁奇气化炉在城市煤气和合成油行业应用最多。中国的山西化肥厂、云南解放军化肥厂采用鲁奇炉制氨，此外还有兰州煤气厂、义马煤气厂等采用鲁奇炉。1972 年，德国在吕能（Lunen）建造世界上第一座 IGCC 示范电厂，容量为 170MW，采用鲁奇气化炉，但以后在工程上没有应用。

（2）BGL 气化炉。又称液态排渣鲁奇炉。BGL 是

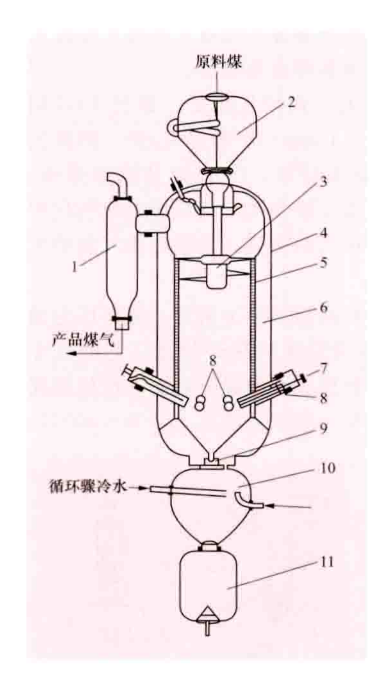


图 2　BGL 气化炉

1—煤气骤冷装置；2—原煤闭锁仓；3—布煤器；4—加压外壳；5—耐火衬；6—水夹套；7、8—蒸汽/氧喷嘴；9—排渣口；10—液渣骤冷室；11—储渣斗

British Gas/Lurgi 的缩写。是英国煤气公司与德国鲁奇公司合作开发的煤气化技术，气化炉结构如图 2 所示。原料煤采用 6～50mm 粒径范围；小于 6mm 的屑煤可制成煤粉或水煤浆同时喷入炉内。它采用液态排渣，使固定床气化炉的生产能力得到进一步提高。

BGL 气化炉的操作压力为 2.5～3.0MPa，反应温度一般为 1400～1600℃，超过灰渣的流动温度。与传统的鲁奇气化炉相比，它的结构简单，取消了转动炉箅；气化过程的冷煤气效率提高，蒸汽分解率由 30%提高到 70%～90%；蒸汽与氧的比值由 8 下降到 1.5 以下，生产能力提高了 2 倍以上；粗煤气中的 CO_2 含量由 30%降到 3%～5%，煤气的热值提高 25%。

BGL 示范厂建在苏格兰的韦斯特菲尔德，单炉的煤气化能力为 500t/d，操作压力为 2.5MPa。在该示范装置上进行的试验表明：碳转化率可达到 99.9%，冷煤气效率可达到 92%，出炉煤气温度为 400～500℃，经水洗骤冷凝结的焦油及飞灰回送入炉。煤气热值为 13 000kJ/kg，负荷的变化范围为 50%～100%，变负荷率为每分钟提高 5%负荷和每分钟降低 10%负荷。BGL 气化工艺尚未实现商业化。

流化床气化工艺　煤粒相互分离并在气流的作用下在炉内呈流态化运动，气化介质的流速较高。流化床气化炉采用粒度较小的煤（小于 6mm），气化介质与煤粒的接触面较大，反应速度较快。煤在炉内停留时间为几分钟。为维持炉内流化状态，气化温度控制在煤灰的软化温度以下，以避免因床层黏结而破坏流态化。这种气化炉通常最适合于高活性的褐煤。

流化床气化工艺的优点是：能气化灰分较高的煤，煤的成分波动对气化炉的性能影响较小；负荷适应性好，调节幅度大，容易起动和停炉；多种燃料混烧容易；能在气化炉内加石灰石脱硫，出口粗煤气中没有焦油和重质烃类产品。其缺点是：碳转化率低；灰渣分离困难；飞灰和灰渣量大；不能使用低灰熔点的煤。

流化床气化工艺的代表性炉型有：温克勒（Winkler）气化炉、高温温克勒（high temperature Winkler，HTW）气化炉、KRW 炉和 U-Gas 炉。

（1）温克勒气化炉。属常压细粒煤流化床气化工艺，以空气（或氧气）和蒸汽为气化介质，结构如图 3 所示。以空气气化的温克勒气化炉单炉处理能力可达到 700～1100t/d，用氧气气化时处理能力可达到 1100～1500t/d。原煤灰分的最大允许值为 50%，煤中水分小于 18%时无需预干燥处理。煤气中没有焦油和重质烃类副产品。

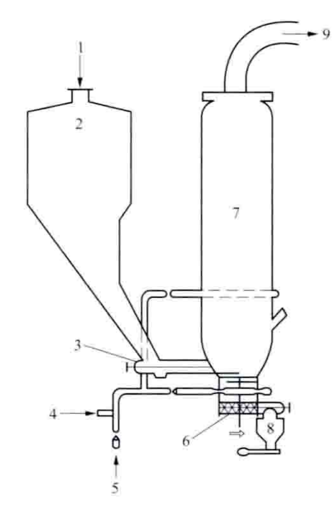


图 3　温克勒气化炉结构

1—原料煤；2—煤仓；3—螺旋给料器；4—蒸汽；5—氧气；6—刮灰机；7—炉体；8—灰斗；9—煤气出口

温克勒气化炉是德国人佛雷兹—温克勒（Fritz-Winkler）于 1922 年发明的。1926 年建成第一台温克勒气化炉，用富氧和蒸汽连续鼓风制取合成氨原料气。至 20 世纪 70 年代末，国外曾有 24 个厂 70 多台气化炉在运行，但只有少数几个厂仍在运转。实践证明，温克勒气化炉的碳转化率较低（只有 80%左右），捕渣率较低（40%左右），飞灰含碳量较高（70%～80%）。中国在 20 世纪 50 年代曾引进苏联制造类似于温克勒的大型流化床气化炉，现已停运。

（2）高温温克勒气化炉。是德国莱茵褐煤公司于 1978 年开发的高温流化床气化炉，如图 4 所示。它的主要特点是：在温克勒气化炉的基础上提高了操作压力（1.0～2.0MPa），进而提高了气化炉的生产能力，使碳转化率和气化效率也得到提高；采用喷嘴组代替炉箅布风，减少了排渣的含碳量；增加了二次风，使炉温提高，降低了飞灰含碳量；在炉上部有一段辐射式锅炉以降低煤气的出口温度。压力的升高，使流化床气化工艺有可能用于 IGCC 发电系统。

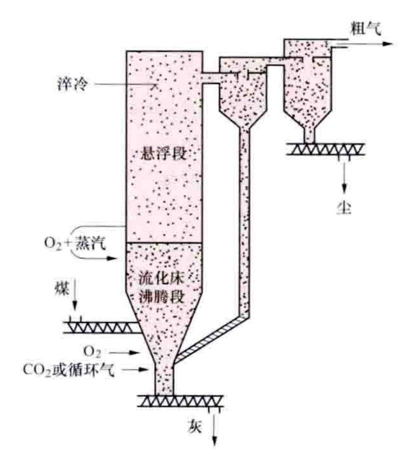


图 4　高温温克勒气化炉结构

高温温克勒气化炉经过 35t/d 和 60t/d 的两个示范厂运行，碳转化率可达到 96%，床层温度为 760～820℃。

（3）KRW 气化炉。KRW 是 Kellogg Rust Westinghouse 的缩写，是由美国凯洛格拉斯特合成燃料公司（Kellogg Rust Synfuels Inc）和西屋公司（Westinghouse）合资开发的，图 5 是它的结构示意图。采用灰熔聚流化床气化工艺。煤粉与气化剂由喷嘴喷入炉内，形成高温燃烧气化区，允许灰渣局部熔化，并使之熔聚成渣球，与煤分离。

KRW 气化炉已于 20 世纪 70 年代通过半工业性试验。试验炉处理能力为 24t/d，操作压力为 1.6MPa，气化炉煤气出口温度为 705℃。经 1.3 万 h 的运行，证明该气化工艺

是可行的。飞灰含碳量较低，但灰渣含碳量较高；在试验厂中采用热灰渣再循环送到流化床锅炉燃尽的办法来提高碳转化率。

采用KRW气化工艺的美国派龙派因（Pinon Pine）100MW IGCC示范电站已于1997年建成。气化炉设计处理能力为881t/d，采用空气气化，冷煤气效率和碳转化率的设计值分别为80%～85%和95%。1998年，KRW气化炉开始进入调试阶段。但后来因无法连续运行而被迫停运。

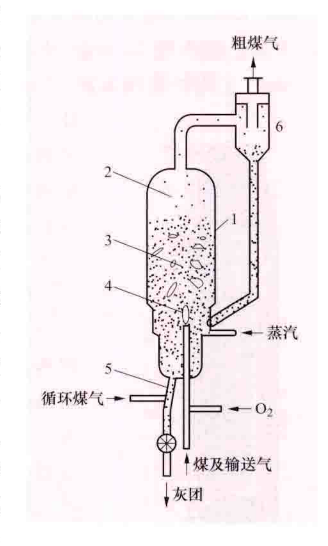


图5　KRW气化炉结构

1—气化炉；2—游离层；3—气化层；4—喷嘴燃烧区；5—旋风除尘器；6—回转式排灰机

（4）U-Gas气化炉。是美国煤气技术研究所（IGT）于20世纪70年代研究开发的流化床气化工艺。1974年建成投运处理能力为30t/d的小型试验装置，如图6所示。炉内直径为900mm，操作压力为0.4MPa，气化床层温度为955～1095℃。若以氧为气化介质时，氧煤比为0.93，蒸汽与煤的重量比为1.62，冷煤气效率为79%。

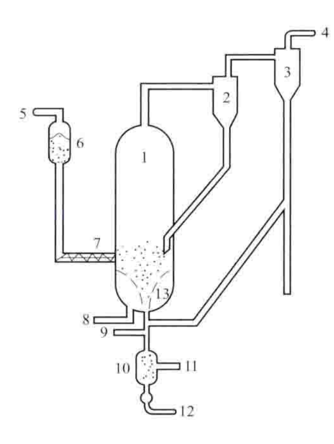


图6　U-Gas气化炉结构

1—气化炉；2、3—一级和二级旋风除尘器；4—粗煤气出；5—原煤入口；6—料斗；7—螺旋给料机；8、9—空气（或O_2）和蒸汽入口；10—灰斗；11—水入口；12—灰水混合物出口；13—布风板

该气化炉主要是利用灰熔聚成球排灰的原理，以降低灰渣含碳量，气化剂一般分两股入炉，主要一股是通过炉栅入炉使煤焦流化并气化；另一股气流从炉底中心的灰渣排出口通入，在炉底中心喷嘴气流出口周围形成高温反应区，使灰渣熔化聚成小球排出，灰渣的含碳量可降至6%左右。飞灰经两级旋风分离器分离后再循环进入炉内气化，从而得到较高的碳转化率。

中国上海焦化厂从美国引进了8台2000mm直径的U-Gas气化炉。

中国科学院山西煤化所开发了与U-Gas气化炉类似的灰熔聚流化床气化炉，已通过常压和加压中试验证，建成了工业装置，并已得到工程应用。

气流床气化工艺　采用气化剂携带煤粉入炉，煤粉和气化剂处于相对平行的运动状态，可在瞬间完成燃烧和气化反应；气流速度大于粉粒的终端沉降速度。要求入炉煤粒度小于0.1mm。气流床气化属高温气化，火焰中心的温度高达2000℃左右，液态排渣，气化剂一般为氧气（富氧）和蒸汽，也可采用空气气化。

气流床气化工艺的碳转化率较高（98%～99%），冷煤气效率一般为74%～83%。煤气中不含焦油和酚等烃类，CH_4含量也较低。气流床气化炉的生产能力较大，已商业化的气化炉最大处理能力达到2600t/d，是IGCC发电系统和现代煤化工可选择的主要炉型。但气流床气化工艺的操作过程较为复杂，对运行水平要求较高；对材料及部件的耐温要求也较高。代表性的气流床气化炉型有：常压的K-T炉，加压的德士古（Texaco）气化炉、德士泰（Destec，现为E-Gas）气化炉、Shell气化炉、普瑞佛罗（Prenflo）气化炉、GSP气化炉和两段式干煤粉气化炉等。

（1）K-T气化炉。K-T是Koppers-Totzek的缩写。K-T气化炉是1936年由德国柯勃斯（Koppers）公司托切克（Totzek）博士开发成功的，第一台工业化炉于1952年建于芬兰。图7所示为其结构示意图。煤粉和气化剂由两头喷入，高温煤气由中空反应器排出，液态渣由反应室流入水浴室淬冷。

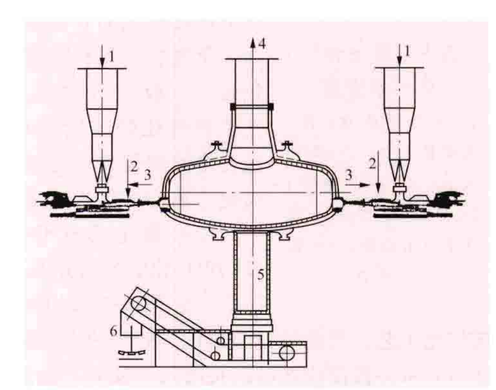


图7　近代K-T气化炉结构示意图

1—落煤管；2—空气入口；3—水蒸气入口；4—粗煤气出口；5—灰渣下落管；6—捞渣机

K-T气化炉是常压运行，以空气为气化剂，反应区温度为1500～1600℃，比灰熔融温度（FT）高100～200℃，入炉煤粉粒度要求85%通过200目的筛子。对于褐煤，K-T气化炉的碳转化率可达到99%；对于烟煤，其碳转化率一般只有80%左右。由于是常压运行，K-T气化炉的处理能力较低。常压K-T炉正在逐步被淘汰。

（2）德士古气化炉。由美国德士古公司于1948年开发，但遇到一些技术问题，直到20世纪80年代初，随着耐高温抗熔渣耐火材料的突破及高浓度水煤浆制备技术的成熟，改为直接用水煤浆和氧气入炉气化，并于1982年试验成功。先后在美国实验基地建有15t/d和25t/d两套装置，在德国建有150t/d的试验厂。中试成功后已建设了几十套工业装置，是率先实现商业化的气流床气化工艺，商业运行的台数最多。中国约有60台德士古气化炉在建或运行，如鲁南化肥厂、渭河化肥厂和上海焦化厂都使用了该煤气化工艺，其中渭河化肥厂的德士古炉的单炉煤气化能力可达到670t/d。

德士古煤气化工艺于1984年在美国的冷水（Cool Water）100MW　IGCC示范电站中得到应用，于1996年投运的美国坦帕（Tampa）250MW　IGCC示范电厂也采用德士古气化工艺（见坦帕IGCC示范电厂），单炉处理能力达到2400t/d。德士古气化炉技术已被通用（GE）公司收购，又称GE-Texaco气化炉。

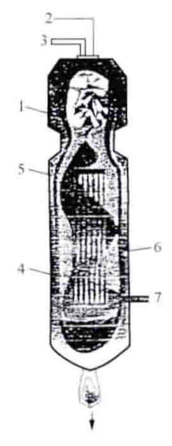


图 8 德士古气化炉示意图

1—气化炉壳体；2—水煤浆入口；3—氧气入口；4—废热锅炉；5—给水入口；6—高压蒸汽引出管；7—煤气出口

图 8 是德士古气化炉结构示意图。水煤浆和气化剂均由炉顶的一个喷嘴入炉，反应区的温度为1400～1500℃，操作压力为 2.0～8.7MPa，液态排渣。煤气的冷却有急冷和辐射式煤气冷却器（辐射废热锅炉）两种形式。水煤浆浓度一般为 60%～68%，氧/煤比较高（约 0.9），冷煤气效率一般为 70%～76%，碳转化率一般为 96%～98%。该工艺对煤种的适应性较好，对灰熔点较高的煤应加助熔剂，对煤的内在水分和灰分较高的煤不适合。气化炉内设耐火砖，耐火砖的寿命一般为 2 年左右。气化炉喷嘴的使用周期较短，一般 50 天左右就要停炉检查，是影响气化炉连续运行的主要因素。运行维修费较高。与 Shell 和普瑞佛罗气化炉相比，负荷的变化范围较小。

（3）德士泰气化炉。美国陶氏（DOW）化学公司开发，其结构如图 9 所示。它是水煤浆加压液态排渣气流床气化工艺。气化炉分为两段，80%的水煤浆和氧气（纯度 95%）从一段反应区的两头喷入，反应产生的高温煤气向上进入二段反应区，在此喷入另外 20%的水煤浆，与炉内的热煤气反应，提高煤气的热值，并降低煤气的出口温度。德士泰气化炉的基本特性与德士古气化炉相似，但它的煤气热值和冷煤气效率更高（74%～78%），煤气冷却系统简单，造价低。喷嘴的寿命大于 3 个月，耐火砖的寿命大于 3 年。

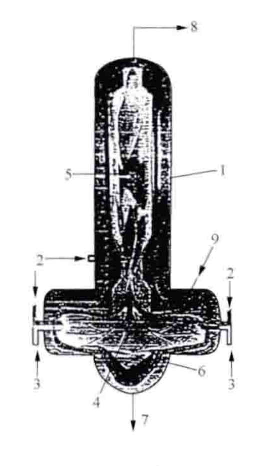


图 9 德士泰气化炉示意图

1—气化炉壳体；2—水煤浆入口；3—氧气入口；4—一段反应区；5—二段反应区；6—灰渣急冷室；7—灰渣和水出口；8—煤气出口；9—飞灰再循环入口

德士泰气化炉从 20 世纪 70 年代开始，经过处理能力分别为 11t/d 和 33t/d 的中试，1982 年建成了处理能力为 1200t/d 的工业示范性气化炉。德士泰气化炉 1987 年在美国的 LGTI IGCC 热电联产电站中投运，气化炉处理能力为 2400t/d。1995 年投运的美国沃巴什河（Wabash River）262MW IGCC 示范电厂就采用该气化工艺，气化炉的处理能力为 2500t/d，是当时世界上最大的气化炉。

（4）Shell 气化炉。荷兰壳牌（Shell）公司从 20 世纪 70 年代初开始进行研发。以后壳牌公司与克虏伯-柯勃斯（Krupp-Koppers）公司合作在德国汉堡建造了容量为 150t/d 的试验装置，称为 Shell-Koppers 气化炉。1987 年壳牌公司在单独在美国休斯顿建成一个气化能力为 230～400t/d 的示范装置，取得了成功。1996 年投入运行的荷兰德姆科列克（Demkolec）IGCC 电厂采用了 Shell 气化炉工艺，电站的容量为 250MW，气化炉的煤处理能力为 2000t/d，运行状况良好。中国已经引进 20 余套 Shell 气化炉。

Shell 气化炉结构如图 10 所示，是干煤粉加压气流床气化工艺，气化剂一般为 95%纯度的氧气和蒸汽，液态排渣。气化炉内设水冷壁，有四个气化喷嘴。入炉煤粉粒度小于 0.1mm，水分小于 2%。气化炉反应区温度一般为 1500～1600℃，操作压力为 2.5～3.0MPa。在气化炉出口处采用冷煤气对热煤气进行急冷，使熔渣淬聚，并使出口粗煤气冷却至 900℃ 后，进入下游的煤气冷却器。

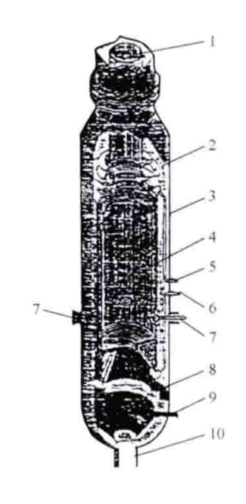


图 10 Shell 气化炉结构示意图

1—煤气出口；2—急冷环；3—气化炉壳体；4—水冷壁；5—高压蒸汽出口；6—给水入口；7—气化喷嘴（4 个）；8—灰渣水冷室；9—冷却水入口；10—灰渣出口

Shell 气化炉的冷煤气效率较高（80%～83%），碳转化率可达到 99%。喷嘴的寿命可超过 10000 小时，水冷壁的寿命设计为 10 年。负荷的调节幅度较大（25%～100%），对煤种的适应性强，但对高灰分和高灰熔点的煤仍有很大的限制。

（5）普瑞佛罗气化炉。德国克虏伯-柯勃斯（Krupp-Koppers）公司开发。20 世纪 70 年代初，该公司曾与 Shell 公司合作共同开发干煤粉气流床煤气化炉。1986 年，克虏伯-柯勃斯公司单独在德国的福鲁斯藤-豪森（Frusten-hausen）建了一套处理能力为 48t/d 的试验装置，并命名为普瑞佛罗（Prenflo）气化炉，它是 Pressure Entrained Flow 的缩写。1997 年投运的西班牙普埃托拉诺（Puertollano）300MW IGCC 示范电厂采用该工艺，气化炉的气化能力为 2600t/d，是当时处理能力最大的气化炉。

图 11 所示为普瑞佛罗气化炉的结构示意图。它是加压干煤粉气流床气化工艺，液态排渣，内设水冷壁，有四个气化喷嘴。结构与 Shell 气化炉相似，区别在于冷却段和煤气冷却器。普瑞佛罗气化炉的反应区和第一级冷却器被做成一个整体，热煤气从反应区出来，经过中心管急冷段上升至炉顶，然后沿环形煤气冷却器下降至气化炉中部，离开气化炉，进入第二级冷却器。

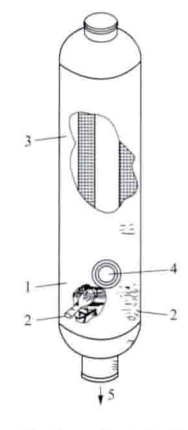


图 11 普瑞佛罗气化炉结构示意图

1—气化炉壳体；2—喷嘴（4 个）；3—煤气冷却器；4—粗煤气出口；5—灰渣出口

普瑞佛罗气化炉的特性与 Shell 气化炉基本相同，但是它可用纯度为 85%的氧气作为气化剂。

（6）GSP 气化炉。GSP 是德文 Gaskombiant Schwarze Pumpe 的缩写。GSP 气化炉是一种下喷式加压干煤粉气流床气化工艺，液态排渣，操作压力一般为 2.5～3.0MPa。以氧气和蒸汽为气化剂，入炉煤粉粒度小于 0.1mm。碳转

化率可达到99%，冷煤气效率一般为77%～80%。

GSP气化炉是1976年由德国黑泵（Gaskombiant Schwarze Pumpe）公司开发的。1979年建成了一台8t/d的试验装置；1980年又建成一台100～250kg/h的装置；1985年投运了一套工业装置，气化炉的容量为720t/d，主要供城市煤气。中国神华宁煤煤基烯烃（NCPP）项目采用该气化技术，投煤量为2000t/d，共5台。这种气化炉尚未在IGCC中应用。

（7）两段式干煤粉气化炉。西安热工研究院提出并研发的一种干煤粉加压气化炉，中国华能集团清洁能源技术研究院对这种气化炉进行了后续研发。该炉型利用两段的热解和气化反应，使煤气的有效能得到提高，同时也使炉内一段产生的高温煤气温度降低，可大大降低煤气冷却器的造价。其结构如图12所示。

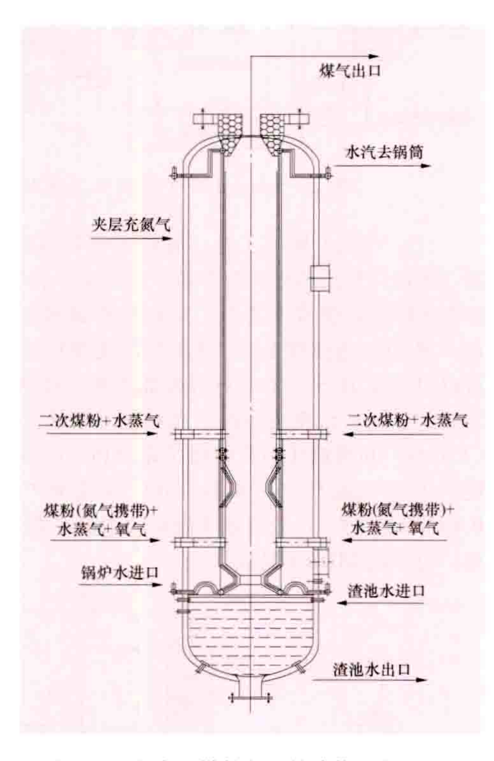


图12　两段式干煤粉气化炉结构示意图

该气化炉的外壳为一直立圆筒，炉膛采用水冷壁结构，分为上炉膛和下炉膛两段，下炉膛是第一反应区，用于输入煤粉、水蒸气和氧气的喷嘴设在下炉膛的两侧壁上。渣口设在下炉膛底部高温段，采用液态排渣。上炉膛为第二反应区，其内径较下炉膛的内径小，高度较高，在上炉膛的侧壁上开有两个对称的二次粉煤和水蒸气进口。运行时，由气化炉下段喷入干煤粉、氧气（纯氧或富氧）及蒸汽，所喷入的煤粉量占总煤量的80%～85%；在上炉膛进口处喷入过热蒸汽和粉煤，所喷入的煤量占总煤量的15%～20%。该装置中上段炉的作用主要有：①代替循环合成气使温度高达约1400℃的煤气急冷至约900℃；②利用下段炉煤气显热进行热裂解和部分气化，提高总的冷煤气效率和热效率。两段式干煤粉加压气流床气化炉根据下游工艺的不同要求，可以采用煤气激冷流程和废锅流程。该炉型已于2012年在中国第一台250MW IGCC机组中得到应用。

熔融床气化工艺　这种气化工艺采用干煤粉氧气气化方法，气化反应发生在一个熔融池的表面或内部，这种熔融池通常是铁或$NaCO_3$的熔液。煤中的灰被高温熔化于池中，当液位升高时，熔渣排出。这种气化炉的操作温度在1600℃以上，入炉煤的粒度不大于3mm，可在高压下运行。

熔融床气化工艺的煤种适应范围较宽，不受煤的灰熔点、黏结性及热稳定性的限制；碳转化率和气化效率都较高；可以在床内脱除H_2S和其他含硫杂质，脱硫效率较高；调节负荷能力强。但这种气化工艺对炉体材料要求较高，容量较小，尚未商业化。

代表性的炉型有：常压罗米尔熔渣池气化炉、加压萨尔堡—奥托气化炉、加压凯洛格（Kellogg）熔盐气化炉和ATGAS熔铁浴气化炉。

中国煤气化技术进展　中国从20世纪50年代开始就一直在进行自己的煤气化技术研究开发。已开发的具有自主知识产权的煤气化技术主要有：①两段式干煤粉气化技术（中国华能集团公司）；②多喷嘴对置式水煤浆气化技术（华东理工大学）；③灰熔聚流化床煤气化技术（中国科学院山西煤化所）；④多元料浆气化技术（西北化工研究院）；⑤两段给氧水煤浆气化技术（清华大学）等。

参考书目

贝尔，A. 煤气化及其应用. 北京：科学出版社，2011.

meiqi jinghua gongyi

煤气净化工艺　(synthetic gas clean-up process)

去除煤气中的粉尘、H_2S、COS、卤化物、NH_3、碱金属及焦油等有害成分的工艺。在整体煤气化联合循环（IGCC）系统中，煤气净化工艺的主要目的是满足燃气轮机等设备及环保的要求。煤气中的这些有害成分，不但污染环境，而且对燃气轮机、余热锅炉等主要设备有磨损和腐蚀作用。必须在煤气进入燃气轮机之前，将其中的有害成分去除。

燃气轮机对煤气中有害成分含量的要求尚无统一标准，一般要求在以下范围：固体颗粒含量小于20～30mg/m^3（标准状态下），固体颗粒粒度小于5～10μm，卤素（Cl、F等）体积分数小于$0.4～0.6\times10^{-6}$，碱金属体积分数小于$0.05～0.08\times10^{-6}$，钒体积分数小于$0.03～0.05\times10^{-6}$。这些指标是IGCC系统中煤气净化工艺必须达到的最低限值。IGCC煤气净化工艺的脱硫率一般可达到96%～99%，SO_2的排放浓度远低于最严格的环保标准。

煤气净化工艺可分为低温煤气净化工艺（低于250℃）和高温煤气净化工艺（400～600℃）两大类。低温煤气净化工艺在国外已经工业化，在国内也应用于化工行业，但规模较小。高温煤气净化工艺尚处于研究开发阶段。

低温煤气净化工艺　在低温下（低于250℃）去除煤气中粉尘、硫化物等有害成分的工艺。低温煤气净化工艺主要包括：低温除尘工艺和低温脱硫工艺。煤气中的H_2S、卤素、碱金属和NH_3等杂质在低温脱硫工艺或低温湿法除尘工艺中被除去。

低温除尘工艺　IGCC系统中常用的低温除尘工艺如图1所示，主要设备包括一级干式除尘（旋风除尘器或者陶瓷过滤器）和一级湿式洗涤除尘器。有的IGCC

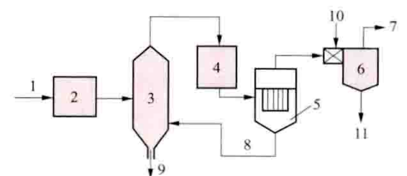


图1　低温除尘工艺流程

1—原煤；2—煤处理系统；3—气化炉；4—煤气冷却器；5—干法除尘器；6—湿法洗涤器；7—洁净煤气出口；8—飞灰再循环管；9—灰渣出口；10—洗涤水进口；11—洗涤水出口

系统中甚至只采用一级湿式洗涤除尘器。使用干式除尘器的目的有：①除尘；②有利于收集飞灰，并使飞灰再循环至气化炉，提高碳转化率。湿法除尘的目的，一是进行精除尘并冷却煤气，二是除去 NH_3、碱金属、卤素和焦油等杂质。已示范的 IGCC 系统均采用低温除尘工艺，干法除尘过程一般都在 250～300℃ 运行，湿法洗涤过程一般在 110℃ 左右运行。

粗煤气中粉尘的粒径范围在 0.001～500μm 之间，一般高效旋风除尘器只能除去大于 10～20μm 的尘粒，除尘的精度达不到要求。陶瓷过滤器能有效地除去大于 5μm 的尘粒，除尘后的浓度和粒度均低于燃气轮机的要求值，但这两种干式除尘工艺对焦油雾滴、卤化物和 NH_3 却无能为力。

湿式洗涤除尘工艺对 1～2μm 的微尘具有非常高的捕集效率。它的种类很多，主要有文丘里洗涤器、泡沫塔、筛板塔和湍球塔等。文丘里洗涤器的除尘效率较高，结构简单，应用广泛，运行经验丰富，安全可靠，但运行阻力较大。已运行的 4 座 250～300MW 等级的 IGCC 示范电厂均采用了文丘里湿式洗涤除尘工艺。

低温脱硫工艺　在低温（一般低于 250℃）下脱除煤气中硫化物的过程。可分为低温干法脱硫工艺和常温湿法脱硫工艺。

低温干法脱硫工艺具有工艺简单、运行成本低、能同时脱除多种有害物质的特点。运行温度取决于脱硫剂，有些在 25～30℃下运行，也有要求在更高温度下运行的。最常用的脱硫剂是氧化铁或氧化锌，也可利用工厂的下脚铁泥或者含铁废料作为脱硫剂。根据资源情况和脱硫率可以选择再生或者使用一两次后废弃的工艺。低温脱硫装置的脱硫剂易结块，尤其在处理大流量煤气时，结块更严重，从而使阻力上升，脱硫效率下降；回收的硫纯度较低，废弃的脱硫剂难处理。IGCC 示范电站中尚无采用低温干法脱硫工艺的实例。

常温湿法脱硫工艺所用的脱硫剂是可再生的溶液，煤气中的含硫量不受限制，脱硫效率高，处理能力大，回收的硫纯度高。常温湿法脱硫工艺包括脱硫、脱硫剂再生和硫回收三个过程。脱硫操作的温度一般在 40℃ 左右。

常用的常温湿法脱硫工艺有：改良 A.D.A 法、砷碱法、氨水法、低温甲醇法（Rectisol 法）、聚乙二醇二甲醚法（Selexol 法）、环丁砜法（Sulfinol 法）、甲基二乙醇胺法（MDEA 法）、醇胺法和热钾碱法等，这些方法在化工行业已得到商业应用。

IGCC 要求脱硫工艺能够处理大量的煤气，能长期连续稳定运行，安全可靠、操作简便、运行成本低，不给下游设备带来其他腐蚀性成分。改良 A.D.A 法、砷碱法、热钾碱法和氨水法工艺会在脱硫的同时，给煤气带来钒、碱金属化合物或 NH_3 等有害成分，甲醇法工艺投资和运行成本较高。因此，这些工艺不适合于现在使用的 IGCC 系统。Selexol、MDEA 和 Sulfinol 三种脱硫工艺较适合于现在使用的 IGCC 系统，而且均在 IGCC 示范电站中得到应用。

（1）Selexol 脱硫工艺。属物理吸收，其吸收溶剂是聚乙二醇二甲醚，工艺流程如图 2 所示。脱硫过程在加压下进行，运行温度一般在 25℃ 左右，吸收了硫化氢的吸收液经减压后释放出硫化氢，溶剂可循环使用，稳定性好，无毒性，能同时吸收 H_2S 和 CO_2，对两者的反应速率相差较小。但对 COS 吸收能力差，需专设 COS 水解装置。Selexol 脱硫工艺在美国的冷水（Cool Water）IGCC 示范电站中采用。该工艺的造价和运行成本较高。

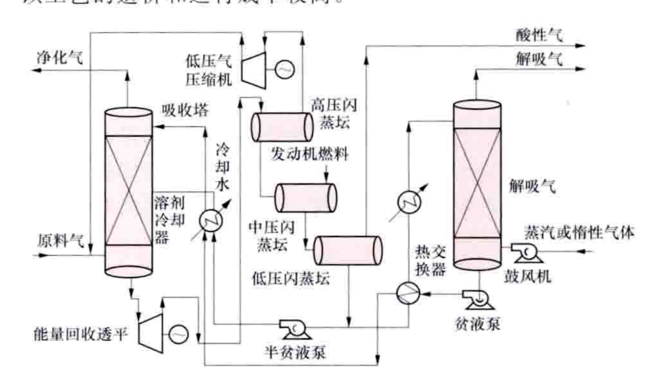


图 2　Selexol 煤气脱硫工艺流程图

（2）MDEA 脱硫工艺。属化学吸收方法，工艺流程如图 3 所示。使用的溶剂是甲基二乙醇胺，溶剂稳定性好，不挥发不降解，吸收能力强，运行操作温度为 38℃ 左右。对 H_2S 和 CO_2 选择性强，二者的反应速率相差若干个数量级，可以只吸收 H_2S。对 COS 吸收能力差，必须加装 COS 水解装置。该工艺已在美国的沃巴什河（Wabash River）、坦帕（Tampa）和西班牙的普埃托拉诺（Puertollano）IGCC 示范电厂中示范运行（见坦帕 IGCC 示范电厂、普埃托拉诺 IGCC 示范电厂），脱硫效率较高。中国华能天津 IGCC 示范电厂也采用 MDEA 脱硫工艺。

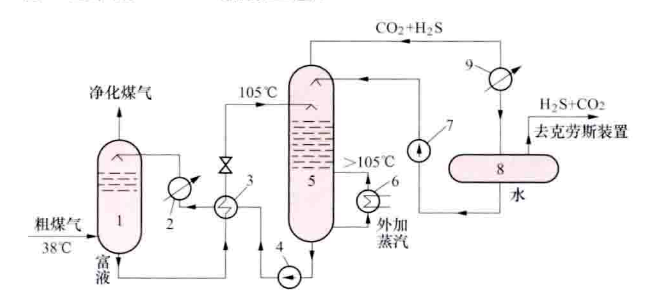


图 3　MDEA 煤气脱硫工艺流程图

（3）Sulfinol 脱硫工艺。属化学吸收法，工艺流程如图 4 所示。吸收液是环丁砜和烷基醇胺的混合液，运行操作温度为 40℃，对 H_2S 和 COS 都有较强的吸收能力。溶剂无毒，不挥发，易被酸性气体解析，压力越高越易吸收。其缺点是对煤气中的重烃和芳香烃含量限制严格，造价较高。该工艺已应用于荷兰德姆科列克（Demkolec）IGCC 示范电厂。

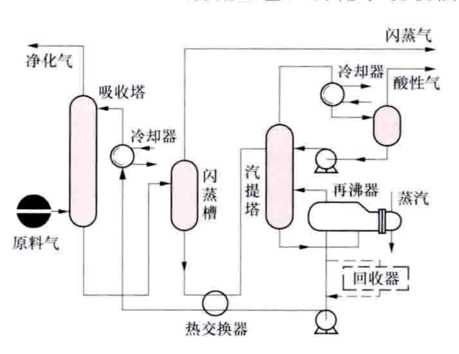


图 4　Sulfinol 煤气脱硫工艺流程图

硫回收工艺　从吸收了硫化物的脱硫剂中分离并回收硫的过程。硫回收的方法大致有两种，一种是以克劳斯(Claus)装置回收元素硫；另一种是将酸性气体送到硫酸厂，以硫酸的形式回收硫。IGCC示范电厂多以克劳斯装置回收元素硫，硫的纯度可以达到99%以上。

在克劳斯装置中，H_2S先被氧化成水和SO_2，然后在催化反应器中SO_2和H_2S反应生成H_2O和元素硫，冷却后可得纯度很高的硫。一般要经过2～3级催化反应，才能获得较高的硫回收率。为了提高硫的回收率，有时需在克劳斯装置后再加上荷兰壳牌公司开发的克劳斯硫回收装置（简称SCOT装置)。克劳斯硫回收工艺流程有部分燃烧法、分硫法和燃硫法三种，前两种用得较多。克劳斯装置要求入口气体的H_2S含量大于25%，小于该值则需补充燃料进行燃烧，运行成本提高。

高温煤气净化工艺　在400～600℃对煤气中的有害成分进行脱除的过程，包括高温除尘、高温脱硫、高温脱氨、高温脱除碱金属等过程。与低温煤气脱硫工艺相比，其优点是可大幅度减少因煤气冷却造成的热损失，从而使IGCC系统的净热效率提高。高温煤气净化工艺尚未商业化，高温除尘工艺和高温脱硫工艺处于研究开发和示范阶段，高温除氨工艺和高温除去碱金属工艺的研究起步较晚，尚处于实验研究阶段。

高温煤气除尘工艺　高温旋风分离器一般可用作高温净化的预除尘设备。已示范或试验的高温煤气除尘工艺的主要设备是烛状刚性陶瓷过滤器。它可以使净化后的煤气含尘浓度小于5mg/m³（标准状态下），粉尘粒度小于5μm，能很好地满足燃气轮机的要求。但仍然存在脆裂、粉尘与陶瓷元件烧结及密封失效等问题，运行的稳定性较差，寿命较短，尚未达到商业化。除了各种陶瓷过滤器仍在研究开发外，移动颗粒层过滤除尘器被认为是在更高温度下很有发展潜力的高温除尘技术。该工艺处于研究开发阶段。美国坦帕IGCC示范电厂采用陶瓷过滤器进行部分煤气（10%）高温除尘试验，美国派龙派因（Pinon Pine）IGCC示范电厂也采用陶瓷过滤器进行全流量高温煤气除尘示范，它们的运行温度在500℃左右。这两个厂的高温煤气除尘工艺尚未示范成功。

高温煤气脱硫工艺　尚处于研究开发和示范阶段。研究较多的是锌-钛基和锌-铁基脱硫剂。脱硫工艺过程有固定床、移动床和流化床等几类。存在的问题是脱硫剂寿命短、运行费用高、强度低易粉化、循环次数少及脱硫效率不稳定等。美国坦帕IGCC示范电厂采用移动床Zn-Ti基脱硫剂进行部分煤气（10%）高温（500℃左右）脱硫示范，美国派龙派因（Pinon Pine）IGCC示范电厂采用固定床Zn-Fe基脱硫剂进行全流量高温（500℃左右）脱硫示范。这两个厂的高温脱硫工艺尚未示范成功。

参考书目

许世森，李春虎，郜时旺．煤气净化技术．北京：化学工业出版社，2006.

meiqi ranshaoqi

煤气燃烧器

（gas burner）　由煤气喷嘴与调风器组成的一种燃烧气体燃料的装置。通常燃用高炉煤气、焦炉煤气和其他气体燃料，作为辅助燃烧器应用于发电厂锅炉上。

按煤气燃烧机理分为扩散式煤气燃烧器和预混合式煤气燃烧器（无焰燃烧器）。

焦炉煤气多采用扩散式煤气燃烧器。煤气和空气分别喷出，扩散混合与燃烧过程同时进行。优点是适应范围宽，回火危险性小。在锅炉上应用的有缝隙式焦炉煤气燃烧器（见图1），布置在锅炉炉膛墙面上；也有用多枪或单枪式旋流或平流燃烧器的（见油、气燃烧器）。布置在锅炉角部的煤气燃烧器多数为煤气喷嘴配平流调风器，进行切向燃烧，仍属于扩散燃烧式燃烧器。

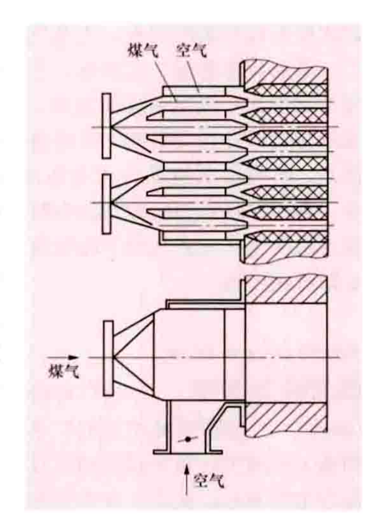


图1　焦炉煤气燃烧器

高炉煤气多采用预混合式煤气燃烧器（见图2)。高炉煤气进入炉膛前，在燃烧器中预先与空气混合，并分成多股片状气流，流经炽热耐火砖隔墙组成的燃烧通道，进行预热以利稳定燃烧。这种燃烧器不宜做得很大，多用在中、小型锅炉上。高炉煤气燃烧器的布置，应注意尽量避免对主燃烧器气流的干扰。

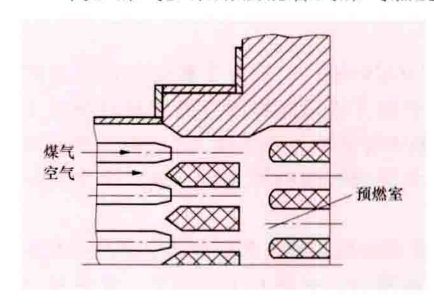


图2　高炉预混合式煤气燃烧器

为了使高炉煤气燃烧稳定，在高炉煤气燃烧器中放置一只焦炉煤气枪（约占燃烧器热功率的5%～10%），这种“双气”燃烧器已在工程中使用。

meishuibi yichang

煤水比异常

（fuel water ratio abnormal）　运行中的直流锅炉燃料量与给水流量比例偏离正常范围的现象。直流锅炉的煤水比作为气温控制的主要手段，控制中间点温度，也是锅炉运行控制的核心参数之一。煤水比过大直接影响锅炉水动力工况的稳定和水冷壁管材的安全性，会造成水冷壁管子传热恶化，水冷壁容易发生膜态沸腾或类膜态沸腾，管壁超温。煤水比过小会导致汽温、汽压下降过快，易造成汽轮机水冲击，同时有可能引起过热器或再热器管壁氧化皮脱落，导致锅炉大面积爆管的恶性事故。

煤水比异常的原因　主要有：①燃料量或给水流量突变；②主蒸汽压力突变；③高压加热器切除；④减温水量突变；⑤一次风压突降；⑥机组控制回路故障。

煤水比事故现象　煤水比过大时，分离器过热度升高，主蒸汽、再热蒸汽温度升高，水冷壁、过热器、再热器壁温超温；煤水比过小时，分离器过热度降低或接近饱和，分离

器水位升高严重时满水，主蒸汽和再热蒸汽温度降低。

事故处理原则　主要有：①查明煤水比异常的原因，及时采取措施，限制事故的发展；②调节给水流量或燃料量，维持分离器过热度温度；③维持主蒸汽压力稳定；④维持主蒸汽、再热蒸汽温度在正常范围；⑤若为机组负荷工况突变、高压加热器切除等原因引起，则应及时调节煤水比以适应工况变化；⑥若汽温下降过快并已威胁到汽轮机安全，应立即打闸停机。

meitan chuyun xitong

煤炭储运系统

(coal transportation and storage system)　燃煤从煤矿至电厂锅炉煤仓之间的运输、储存、制备工作相关设备和设施的综合作业流程。煤炭储运系统通常分为两部分：从煤矿或煤炭集运地到电厂的煤炭运输为厂外煤炭运输；煤炭运抵电厂后的接卸、破碎、筛分、输送等为厂内输煤系统，为发电厂输煤系统设计的主要内容。而发电厂内煤炭的储存、堆取和混匀为厂内储煤设施。煤炭取样、计量、除铁、抑尘、消防、检修起吊等及输煤系统的控制保护为输煤系统辅助设施。

meizhi fenxi

煤质分析

(coal analyses)　为了解煤的质量和燃烧特性，用物理和化学的方法对煤样进行的化验和测试工作。煤质分析按国家技术标准或专项试验工艺进行，根据测定项目的不同，分为常规分析和特种分析（或称非常规分析）两大类。

常规分析　通常是指按照国家技术标准测定煤炭的基本物理、化学特性的分析项目，主要有工业分析、发热量分析、元素分析、灰成分分析。

工业分析　水分、灰分、挥发分和固定碳四个分析项目的总称。

（1）水分。水分在煤中以两种状态存在，即以物理状态附着的游离水和以化学方式结合的结晶水。工业分析中只测定游离水，常分为全水分（又称为收到基水分）和空气干燥基水分（又称为固有水分）。

（2）灰分。煤样在规定条件下完全燃烧后所得的残留物。

（3）挥发分。煤样在规定条件下隔绝空气加热，并进行水分校正后的质量损失。是一定条件下煤热解产物的量。

（4）固定碳。从测定挥发分后的煤样残渣中减去灰分后的残留物。通常由100减去水分、灰分和挥发分得出。

发热量分析　单位质量的煤在完全燃烧后所释放的热量称为发热量，若包含烟气中水蒸气凝结时放出的热量称为高位发热量，反之则称为低位发热量。发热量是煤最重要的指标之一，用热量计来测定。

元素分析　碳、氢、氧、氮、硫五个煤炭分析项目的总称，其中硫分分为可燃硫和固定硫两类。碳、氢、氮、硫有规定的直接测试方法，氧直接测定操作复杂、精确度低，一般由差减法计算，即由100减去碳、氢、氮、硫、水分和灰分值得出。

分析基准和换算　煤的分析结果用不同基准表示，以反映水分和灰分含量受外部条件变化而带来的其他成分含量的变化，适应生产和科研要求。通常采用四种基准来表示：①收到基：以收到状态的煤为基准；②空气干燥基：以与空气湿度达到平衡状态的煤为基准；③干燥基：以假想无水状态的煤为基准；④干燥无灰基：以假想无水无灰状态的煤为基准。此外，还有干燥无矿物质基等。除水分和低位发热量以外，不同基准成分数值间的换算系数见表1。

表1　不同基准成分数值间的换算系数

已知基	要求基				
	收到基（ar）	空气干燥基（ad）	干燥基（d）	干燥无灰基（daf）	干燥无矿物质基（dmmf）
收到基（ar）	1	$\frac{100-M_{ad}}{100-M_{ar}}$	$\frac{100}{100-M_{ar}}$	$\frac{100}{100-(M_{ar}+A_{ar})}$	$\frac{100}{100-(M_{ar}+MM_{ar})}$
空气干燥基（ad）	$\frac{100-M_{ar}}{100-M_{ad}}$	1	$\frac{100}{100-M_{ad}}$	$\frac{100}{100-(M_{ad}+A_{ad})}$	$\frac{100}{100-(M_{ad}+MM_{ad})}$
干燥基（d）	$\frac{100-M_{ar}}{100}$	$\frac{100-M_{ad}}{100}$	1	$\frac{100}{100-A_d}$	$\frac{100}{100-MM_d}$
干燥无灰基（daf）	$\frac{100-(M_{ar}+A_{ar})}{100}$	$\frac{100-(M_{ad}+A_{ad})}{100}$	$\frac{100-A_d}{100}$	1	$\frac{100-A_d}{100-MM_d}$
干燥无矿物质基（dmmf）	$\frac{100-(M_{ar}+MM_{ar})}{100}$	$\frac{100-(M_{ad}+MM_{ad})}{100}$	$\frac{100-MM_d}{100}$	$\frac{100-MM_d}{100-A_d}$	1

注：表中M表示水分，A表示灰分。

灰成分分析　灰分是由金属氧化物和非金属氧化物及其盐类组成的复杂物质，以SiO_2和Al_2O_3为主，还有Fe_2O_3、CaO、MgO、TiO_2、SO_3、Na_2O和K_2O等，以及一些Mn、V和Mo等元素的氧化物。

（1）灰成分测定。对灰的元素组成进行分析，以氧化物表示。

（2）灰的熔融特性。在规定条件下得到的随加热温度而变化的煤灰变形、软化、半球和流动的特征物理状态。中国和世界上大多数国家以角锥法作为标准测定方法，其中变形温度DT为灰锥尖开始变圆或弯曲时的温度；软化温度ST为灰锥体弯曲到锥尖触及托板或锥体变成球形时的温度；半球温度HT为灰锥变成近似半球、即高约等于底长一半时的

温度；流动温度 FT 为灰锥熔化展开成高度小于或等于 1.5mm 薄层时的温度。有的国家用热显微镜观测柱体试样的熔融特征来确定其特征温度。

（3）灰黏度。灰在熔融状态下对流动阻力的量度，通常根据牛顿摩擦定律用钼丝扭矩式黏度计测定 1750℃以下 1～105Pa·s 范围内的熔体黏度。

煤及煤粉的性质　煤的成分、结构非常复杂且极不均一，包括有机和无机化合物，以及无机物和有机质组成的金属有机络合物，其性质是多方面的，与燃烧关系较密切的有可磨系数、磨损指数、煤粉细度、密度四项。

（1）可磨系数。表征煤研磨成粉的难易程度。广泛采用的方法有哈德葛罗夫（Hardgrove）法与全俄热工研究所（ВТИ）法，其近似换算关系为：

$$K_{ВТИ}=0.0034\ (HGI)^{1.25}+0.61$$

（2）磨损指数。表征煤磨碎时对金属件磨损能力的量度，现多使用冲刷磨损指数 K_e 法，或 YGP（Yancey，Geer and Price）法来测定在规范条件下煤样对纯铁的磨损量。

（3）煤粉细度。煤粉是由各种尺寸不同（一般在 1～500μm）、形状不规则的颗粒所组成，其细度一般用标准筛来测定，以筛孔尺寸为 x（μm）的筛子筛后剩余量占粉样的百分数 R_x（%）来表示。

（4）密度。煤的密度通常以真相对密度、视相对密度和堆密度表示。在 20℃时煤（不包括煤的孔隙）的质量与同体积水的质量之比为真相对密度；在 20℃时煤（包括煤的孔隙）的质量与同体积水的质量之比为视相对密度；在规定条件下单位体积散装煤的质量为堆密度。

特种分析　又称非常规分析，是测定表征煤着火、燃尽、结渣和积灰等特性的专项分析。国际上已有基本定型的试验工艺，但尚未形成技术标准。特种分析是通过专门的试验装置、使用先进的仪器或对常规分析数据进行处理来实现的；当前主要有煤粉着火指数、热（重）分析、一维火焰炉燃烧试验、比表面积测定、热解化学动力学常数的测定、焦燃烧速率系数的测定、结渣倾向判别、沾污特性的判别等测定项目。

煤粉着火指数　通常取能使煤粉在试验炉膛中悬浮着火的最低温度为着火指数，用来比较煤粉着火的难易程度。如电力系统采用较多的煤粉气流着火温度 IT（参见中国电力行业标准 DL/T 831—2002《大容量煤粉燃烧锅炉炉膛选型导则》）等。

热（重）分析　在缓慢升温条件下，测量煤样的质量随加热程度的变化，称为煤的热（重）分析，所用的仪器称为热天平。美国材料分析标准（ASTM）中有用热天平进行微量煤样工业分析的工艺［见图 1（a）］；世界各国都在使用热天平对煤的燃烧特性进行试验研究，主要使用焦燃尽曲线、煤热解或燃烧曲线两类热分析曲线。

（1）焦燃尽曲线。用来比较固体燃料燃尽的难易程度，是以专项工艺制备焦样，在热天平中做等温热重分析来绘制的［见图 1（b）］。

（2）煤热解和燃烧曲线。煤样在惰性气氛或含 O_2 气氛中热分析的微商热重曲线［见图 1（c）］。燃烧特性不同的煤，热解或燃烧曲线相差较大［见图 1（d）］；燃烧特性相似的燃料，热解或燃烧曲线相近。中国倾向于在曲线上取“着火点”“最大燃烧速度”“燃尽时间”等特征点来比较煤的燃烧特性。

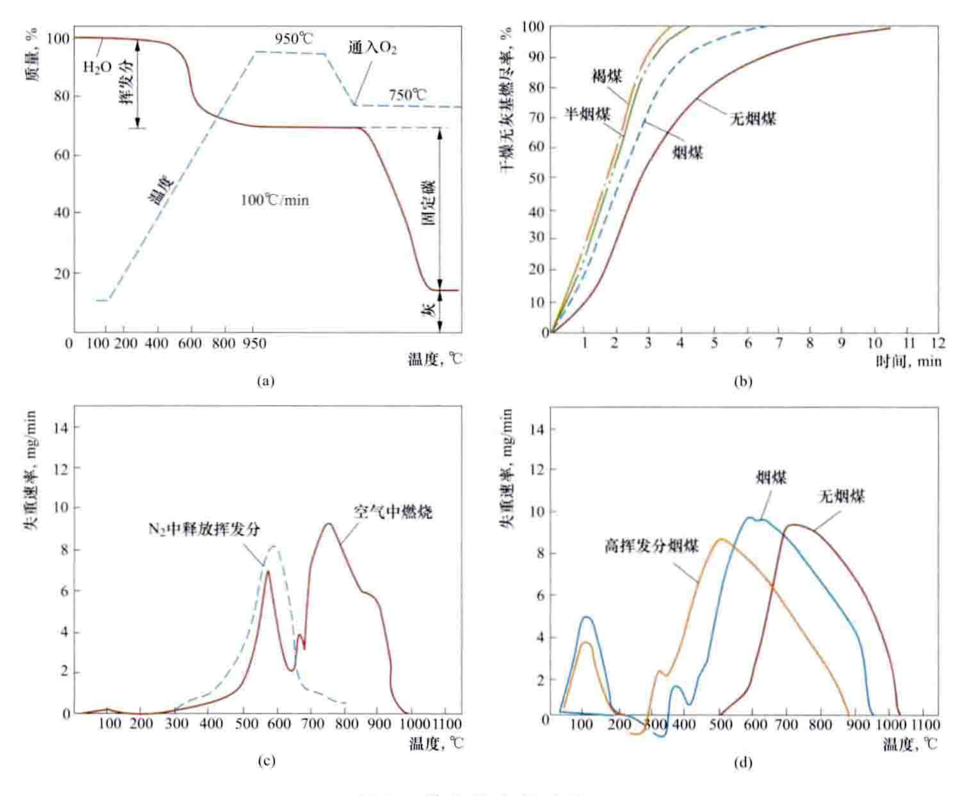


图 1　煤的热分析曲线

（a）ASTM 工业分析；（b）焦燃尽曲线；（c）煤热解和燃烧曲线；（d）不同燃料的燃烧曲线

一维火焰炉燃烧试验　模拟煤粉气流燃烧的关键条件（加热速率、停留时间、燃烧温度和风粉混合状态等），测取煤粉在各燃烧阶段的性能指标（燃尽率、灰渣黏结性等），更能实际地反映煤粉气流燃烧特性。中国已有电力行业标准 DL/T 1106—2009《煤粉燃烧结渣特性和燃尽率一维火焰炉测试方法》。一维火焰炉系统见图 2，气、粉混合物由锥体顶部引入（给煤量一般为 1～3kg/h），炉顶及第一级炉体的锥型渐扩结构使气粉混合物在加热过程中均匀膨胀，充满截面，消除了烟气回流，形成无轴向混合的柱塞状运动。因此沿炉膛轴向测定的参数可标示煤粉气流燃烧过程的特征。试验时，沿炉膛抽取固体试样分析其灰分含量，以计算焦炭的燃尽率 B(%)。燃尽率是指已燃尽的可燃质占初始燃质的百分数，即

$$B=[1-(A_0/A_j)]\times100/(1-A_0/100)$$

式中 A_0 为原煤粉灰分，%；A_i 为固体试样灰分，%。

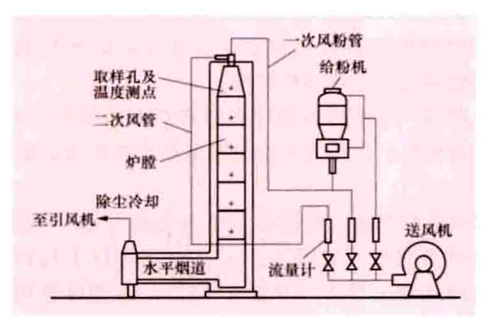


图 2　一维火焰炉系统简图

一般烟煤燃尽率大于 97%，而无烟煤燃尽率为 80%～90%，燃尽率越高、燃尽越快，表征煤的燃烧性能越好。

比表面积测定　在气固两相反应中，单位质量试样的表面积（包括内孔表面）——比表面积可作为直观反应活性的一种简单度量。煤是多孔物质，释放挥发分后的焦样更是典型的多孔物质。通常以 N_2 在 77K 时的吸附量，用 BET 方程来给出煤样或焦样的比表面积，也有的以 CO_2 在 298K 时的吸附量，用 Dubinin Polngi 方程来给出试样的比表面积。也有用压汞法测得孔隙面积来表示比表面积的。

热解化学动力学常数的测定　煤在不同的热力工况下热解，释放的挥发分成分和数量亦不相同。对应于层式燃烧、流化床燃烧和煤粉悬浮燃烧的热力条件，煤的热解动力学参数可分别用热天平（温升速率<102K/s），居里点热裂解色谱法（煤的温升速率约为 103K/s）和管式沉降炉热解试验（煤的温升速率>104K/s）来测定。

焦燃烧速率系数的测定　焦是指煤释放挥发分后的剩余物，其燃尽时间一般占煤燃尽时间的 90% 以上，其燃烧速率与煤在炉膛中的燃尽率关系较密切。焦在管式沉降炉的高温燃烧气氛中燃烧，水冷取样管将试样迅速冷却，不同温度、不同燃烧时刻的残存焦样，用灰示踪法即可得出燃尽率，进而可得出视在燃烧速率系数 $K_c = A_c \exp(-E_c/RT)$ 中的频率因子 A_c 和活化能 E_c，从而为计算煤在炉膛中的燃烧过程提供基础数据。

结渣倾向判别　结渣是指熔化了的灰沉积在受热面上，它与煤的灰渣特性、燃烧工况和壁面温度等多种因素有关。通常认为煤的结渣倾向与灰分的熔融性，黏温特性等有关，工业部门常使用的预测指标有软化温度判别指标、常用的结渣指数、煤粉重力筛分试验、一维火焰炉试验等几种。

（1）软化温度判别指标。中国发电用煤国家分类标准以煤灰的软化温度 ST 作为判别指标，煤的低位发热量 $Q_{net,ar}$ 作为辅助指标。即 ST>1350℃ 且 $Q_{net,ar}$>12 560kJ/kg 的煤和 ST 不限且 $Q_{net,ar} \leqslant$ 12 560kJ/kg 的煤为不结渣煤；ST≤1350℃ 且 $Q_{net,ar} \geqslant$ 12 560kJ/kg 的煤为易结渣煤。

（2）常用的结渣指数。主要有：①成分结渣指数 R_{BA}（碱酸比），$R_{BA} = (Fe_2O_3 + CaO + MgO + Na_2O + K_2O)/(SiO_2 + Al_2O_3 + TiO_2)$。②温度结渣指数 R_{fs}，$R_{fs} = (T_h + 4T_d)/5$，℃，式中 T_h 和 T_d 分别为不同试验气氛中的最高半球温度和最低变形温度。③黏度结渣指数 R_{vs}，$R_{vs} = (T_{25} - T_{1000})/97.5f_s$，式中 T_{25} 和 T_{1000} 分别是灰渣黏度为 25Pa·s 和 1000Pa·s 时的温度；f_s 是与灰渣黏度为 200Pa·s 时的温度 T_{200} 有关的因数。

通用的国外资料推荐的结渣指数判别数据见表 2。

表 2　结渣指数判别指数

判别指数	轻	中等	重	严重
R_{BA}	<0.5	0.5～1.0	1.0～1.75	>1.75
R_{fs}	>1340℃	1340～1230℃	1230～1150℃	<1150℃
R_{vs}	<0.5	0.5～0.99	1.0～1.99	≥2.0

此外，也有资料把硫结渣指数（$R_{BA} \cdot S_{t,ar}$），以及灰成分中的铁钙比（Fe_2O_3/CaO）、硅铝比（SiO_2/Al_2O_3）、硅值［$SiO_2/(SiO_2 + Fe_2O_3 + CaO + MgO)$］等作为判别煤结渣倾向的指数。

（3）煤粉重力筛分试验。用不同的重液将煤粉样区分为密度 1.1～2.9 等不同部分，分析不同密度煤粉的灰成分偏析情况，可以判别煤的结渣倾向，即密度大于 2.5 的重组分中含铁量高的煤易结渣。

（4）一维火焰炉结渣试验。在试验前调整各级炉体壁温，使炉内各区域的火焰温度处于 1000～1500℃ 间的不同温度水平。待燃烧稳定后，将多根碳化硅棒插入选定的测孔作为结渣源，使各碳化硅棒分别处于着火初期、火焰温度最高处、中等温度区及炉膛出口处，结渣时间根据煤的灰分而定。在结渣源上沉积下来的灰渣依照其黏结的紧密程度由强到弱分为：熔融、黏熔、强黏聚、黏聚、弱黏聚、微黏聚及附着灰七个等级。对具体的煤种，根据结渣源上的渣型等级，将煤种的结渣性用严重、高、中等和低四类型标示。

煤沾污特性的判别　煤沾污是指温度低于灰熔点的沉积物积沉在锅炉受热面上。通常用来判别煤灰沾污倾向的方法有沾污指数 R_F、重力筛分试验、弱酸溶碱试验、测定煤灰的烧结强度等四种。

（1）沾污指数 R_F。$R_F = Na_2O$，式中均为各种灰的成分值；据国外数据，当 R_F<0.2 时，沾污轻；R_F = 0.2～0.5 时，沾污中等；R_F = 0.5～1.0 时，沾污重；R_F>1.0 时，沾污严重。

（2）重力筛分试验。据国外资料，在密度小于 1.5 的轻组分中含碱金属量高的煤易沾污。

（3）弱酸溶碱试验。煤灰分中的碱金属，一部分为较稳定的“非活性碱”，另一部分为在燃烧中易挥发的“活性碱”，只有“活性碱”在锅炉受热面上容易发生物理化学反应而造成沾污。“活性碱”可以用醋酸浸出，再用原子吸收分光光度计测定。可以用“活性碱”含量来比较煤灰的沾污特性。

（4）煤灰的烧结强度测定。用煤灰在 925℃ 时的烧结强度来判别煤灰的沾污倾向。据有关数据：烧结强度小于 7×10^4 Pa，沾污轻；烧结强度为 $7 \times 10^4 \sim 35 \times 10^4$ Pa，沾污中等；烧结强度为 $35 \times 10^4 \sim 113 \times 10^4$ Pa，沾污重；烧结强度大于 113×10^4 Pa，沾污严重。

Mengtanniya Fadianchang

蒙坦尼亚发电厂　（Mountaineer Power Plant）

位于美国西弗吉尼亚州纽黑文市，俄亥俄河沿岸。电厂安装 1×1300MW 超临界燃煤火电机组，是美国在 20 世纪 70～80 年代建设的一批 1300MW 燃煤机组之一，也是世界上单机容量最大的燃煤机组。电厂于 1980 年 7 月投入商业运行，运行稳定性良好，1987 年 3 月创造了美国燃煤机

组连续运行607天的最高纪录。发电厂外貌见图。



蒙坦尼亚发电厂外貌

锅炉为美国巴威公司（B&W）生产的超临界、单炉膛、一次中间再热、Π型直流锅炉，最大蒸发量为4443t/h，蒸汽参数为26.5MPa/543℃/543℃，出口蒸汽压力按超压5%设计。汽轮机为阿尔斯通公司（Alstom）生产的超临界、一次中间再热、凝汽式、六缸八排汽汽轮机，二次循环自然通风塔冷却；采用双轴布置，一个高压缸和两个低压缸串联一台发电机，一个中压缸和两个低压缸串联另一台发电机；额定主蒸汽参数为24.2MPa/538℃/538℃。发电机额定容量为2×722MV·A，由阿尔斯通公司供货。锅炉给水泵配置为1×100%容量汽动给水泵，不设起动或备用给水泵。

锅炉采用静电除尘器、低NO_x燃烧器和选择性催化还原（SCR）烟气脱硝工艺、石灰石湿法脱硫工艺脱除烟气中的NO_x和SO_2，采用天然碱注入法脱除烟气中的SO_3。电厂在2009年9月建成了采用阿尔斯通公司冷氨法的二氧化碳捕集与封存（CCS）示范工程，从1300MW机组的烟气量中分流20MW烟气量（约1.5%）进行二氧化碳捕集，年捕集二氧化碳约10万t，封存在电厂厂址地下2400m的地质岩层中。电厂计划实施达到商业级规模的CCS二期工程，将对235MW烟气量（约18%）进行二氧化碳捕集与地质封存，目标是二氧化碳捕集率达到90%，年捕集、封存二氧化碳150万t。

mifengyou xitong

密封油系统 （sealing oil system） 向氢冷发电机转轴与端盖交接处的密封瓦循环供应高于氢压的润滑油以防止氢气外泄的所有设备和装置的组合。对容量较小的氢冷发电机，可采用适合中、低氢压的盘式瓦密封装置。机组容量增大和氢压增高后，则普遍采用环式密封瓦结构，密封瓦浮在与轴之间的油膜上，以达到气密的效果。单流、双流和三流这三种环式密封瓦及其相应的密封油系统应用广泛。

单流环式密封油系统 采用该系统的发电机密封瓦只有一个进油孔。密封油进入瓦后再分成氢气侧和空气侧两路，其回油分别去氢气侧和空气侧油分离器（见图1）。

为净化密封油，系统中设置了密封油真空箱，正常运行压力为负压，其作用是使油中水分逸出。系统一般设置两台主密封油泵，一台运行，一台备用；还设有直流事故电动密封油泵以及再循环泵，再循环泵用于密封油真空箱内的油自行循环，以使油中水分和气体充分逸出。系统中装有压差调节阀，以保证油压比氢压高。氢气侧油分离器还设有一个浮油阀油筒。以进一步分离氢气回入机内，防止氢气进入润滑油系统。

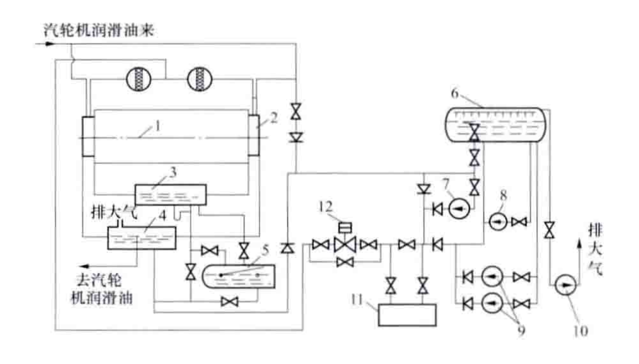


图1 单流环式密封油系统简图

1—发电机；2—密封瓦；3—氢侧油分离器；4—空侧油分离器；5—浮球阀油筒；6—密封油真空箱；7—事故密封油泵；8—再循环油泵；9—主密封油泵；10—密封油真空泵；11—冷油器；12—油、氢压差调节阀

双流环式密封油系统 该系统分成空气侧和氢气侧两个独立的油路（见图2）。油从这两个油路分别进入密封瓦内两个环槽内，各顺轴反向流向两侧，从而在瓦与轴之间形成了油膜，既密封了氢气，隔离了空气，也起润滑的作用。空气侧油与轴承回油一起通过空气侧密封油箱，并在此排出油中少量的氢气后流回汽轮机主油箱。在空气侧供油旁路上设有一个旁路式压差阀，自动调节瓦内的空气侧油压，

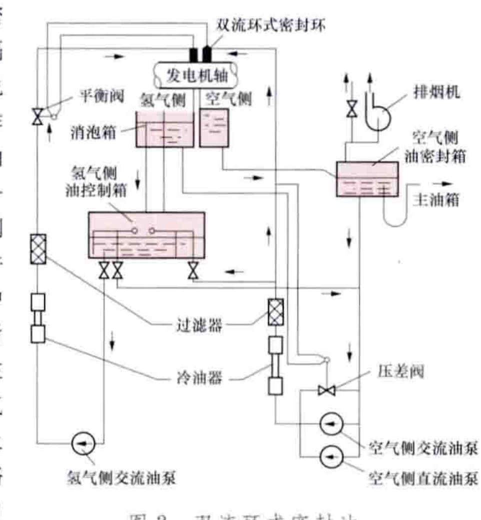


图2 双流环式密封油系统原理图

维持必要的氢油压差。设在氢气侧供油回路上的压力平衡阀能自动平衡瓦内氢气侧油压与空气侧油压，使两股油基本上互不窜动。为保证不断油，空气侧密封主油泵备有多级后备油源。如氢油压差失控而下降，首先是备用压差阀自动开启，接通汽轮机同轴主油泵，并自动调整油压供应空气侧密封油，同时发出警报。氢油压差再下降时，启用第二后备的直流电动油泵。氢气侧油源无后备，停泵时由空气侧供油作单流环式密封瓦使用。

三流环式密封油系统 采用该系统的发电机密封瓦通

有三路油，由发电机内侧向外，分别为氢气侧、真空侧和空气侧密封油（见图3）。空气侧密封油回油到空气侧密封油箱，油箱上装有排烟机，使油箱处于微负压，并排除氢气侧密封油溢油到空气侧密封油箱时所含的氢气。空气侧密封油泵设有2台交流电动油泵和1台直流电动油泵，正常时仅1台交流油泵运行，其他2台油泵处于备用。空气侧压差调节阀控制空气侧油压与发电机内氢压的压差（约50kPa），以保证油压大于氢压；氢气侧密封油由氢气侧密封油泵向发电机密封瓦供油，并设有压差调节阀保证氢气侧密封油压高于空气侧密封油压（约10kPa）；真空侧密封油压与氢气侧密封油压相同。真空侧密封油来自真空侧油箱，该油箱也有排烟机，使其处于微真空。真空侧密封油没有单独的回油回路，由于其油压比空气侧油压高，所以大部分油通过密封瓦与轴的间隙，流到空气侧密封油中，与空气侧密封油一起回到空气侧密封油箱，仅一小部分进入氢气侧密封油，多余的氢气侧密封油通过液位控制压差调节阀溢回到空气侧油箱，因此真空侧密封油不是完全独立的系统。三流环式密封油系统是一个独立的系统，与汽轮机的润滑油系统不连接。

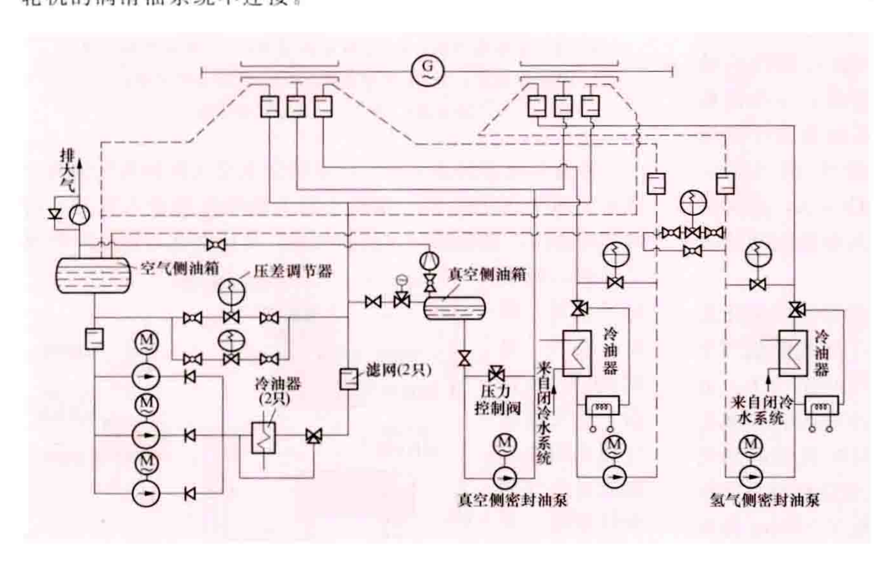


图3　三流环式密封油系统简图

mieci

灭磁

(de-excitation)　在同步发电机停机之前，使同步发电机的励磁电源迅速断开并使励磁绕组所储存的磁场能量迅速消耗掉的措施。为减小发电机内部故障电流或解列时过电压所造成的危害，当发电机短路保护或发电机异常运行保护动作跳开主断路器时，应尽快地灭磁。灭磁的主要性能要求是：①灭磁时间尽量短；②励磁绕组过电压限制在安全值以下；③灭磁后发电机的残余电压尽量小。

常用灭磁方式有：①逆变灭磁：晶闸管整流桥工作在逆变状态，励磁绕组中储存的磁场能量向交流电源侧反馈。②灭磁装置灭磁：采用磁场断路器将励磁电源与励磁绕组隔离开，励磁绕组与灭磁电阻构成闭合回路，励磁绕组能量在灭磁电阻上消耗而实现灭磁。灭磁电阻采用线性电阻或非线性电阻。

静态励磁系统在正常停机时，可只采用逆变灭磁方式；在紧急情况下，才起动灭磁装置灭磁。无刷励磁系统的励磁回路因无法在转轴上安装灭磁装置，其灭磁是将交流励磁机灭磁，同步发电机励磁绕组对交流励磁机电枢绕组放电而灭磁。

moniliang kongzhi xitong

模拟量控制系统

(modulation control system, MCS)

对锅炉、汽轮机及其辅助系统的过程参数进行连续自动调节的控制系统总称，也称自动调节系统或闭环控制系统。模拟量控制系统主要有过程参数的自动补偿和计算、自动调节、控制方式的无扰切换以及偏差报警等功能。

系统构成　通常由被控对象、测量装置、控制器和执行机构等组成，基本的热工过程模拟量控制系统如图1所示。

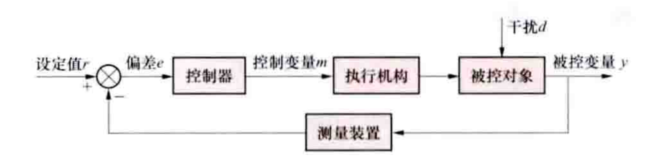


图1　单回路反馈控制系统

被控对象　也称调节对象。只有一个被控变量和一个控制变量的被控对象为单变量控制对象，具有一个以上被控变量和一个以上控制变量的被控对象为多变量控制对象。控制变量是改变被控变量使之等于其设定值的手段。除了控制变量以外，还有其他导致被控变量变化的因素，这些因素称为扰动。为了实现生产过程的自动控制，必须熟悉生产过程，掌握控制变量和扰动与被控变量之间的动态特性。

测量装置　用于测量被控变量，并将其转换为某种便于传送的信号。

控制器　也称调节器，是实现自动控制的主要装置。控制器的控制规律是指输入（偏差 e）和输出（控制变量 m）之间的关系。火电厂热工过程控制中，常用的控制规律有比例控制（P）、比例积分控制（PI）和比例积分微分控制（PID）等。

执行机构　将控制信号转换成相应的运动，改变或控制阀门或挡板开度位置的装置或机构。该信号或驱动力可以是气动、电动、液动或它们的任何一种组合。

系统分类　常用的控制系统有单回路反馈控制、前馈控制、串级控制、多变量控制等，自适应控制、预测控制和模糊控制也在应用或研究。

单回路反馈控制系统　根据被控变量与其设定值之间的偏差进行控制，最后消除偏差的控制系统，如图1所示，它以被控变量作为反馈信号，构成一个闭环回路。单回路反馈控制系统是火电厂热工控制过程中应用最为广泛的一类控制系统，也是构成多回路控制系统的基础。电厂中的炉膛压力控制系统、送风量控制系统、一次风压控制系统等常采用单回路反馈控制系统。控制器的控制规律及其参数应适当选择和整定，以保证控制系统稳定、有效地工作。该类系统的工

作特点是当偏差出现后才进行控制，因此当被控过程具有较大的迟延和惯性时，将出现较大的动态偏差。

根据设定值是否变化的性质，反馈控制系统可分为：①定值控制系统，设定值保持为某一固定数值；②程序控制系统，设定值为预定的时间函数；③随动控制系统，设定值取决于某些外来因素，而这些外来因素的变化是不能预测的。

前馈控制系统　不用被控变量反馈，直接根据扰动进行控制的系统，如图2所示。前馈控制也称开环控制，它在扰动发生时立即进行控制，但不能保证被控变量等于设定值；由于生产过程的扰动很多，一般不能一一准确测量；前馈控制规律也不易准确实现。因此，前馈控制系统一般不能独立应用。

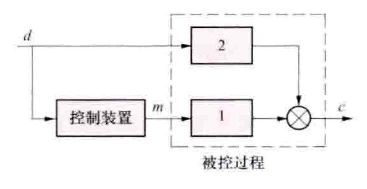


图2　前馈控制系统

1、2—被控过程在控制变量作用下和扰动作用下的不同特性

串级控制系统　两个调节器串在一起工作，主调节器的输出作为副调节器的给定值，由副调节器的输出控制执行机构，如图3所示。它是单回路反馈控制系统的一种改进，当扰动发生在内部闭合回路内时（如 d_1），由于副调节器的动作，减少了扰动对被控变量的影响；当扰动发生在内部闭合回路之外时（如 d_2），内回路的作用相当于改善了一部分被控过程的动态特性，因而使被控变量得到较好控制。串级控制系统常用于有较大迟延或惯性的被控对象，如电厂中的汽温控制系统等。

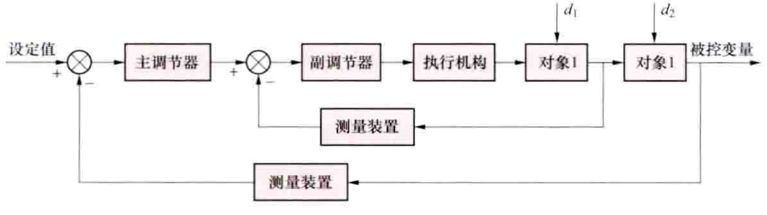


图3　串级控制系统

多变量控制系统　当被控对象为多变量对象时，按多变量特性设计的自动控制系统。在设计多变量控制系统时，通过变量的匹配和调节器参数的整定，可以降低各回路之间的耦合。而当各回路之间耦合非常严重时，就必须对其进行解耦。利用解耦装置把被控对象化为几个相对独立的单变量过程，然后按单变量控制系统设计。解耦控制系统的设计方法很多，但完全解耦装置的实现却较困难，在具体工程设计时要根据生产过程实际运行的需要对其进行简化处理。

自适应控制系统　根据被控对象的结构和参数变化来自动调整控制器的结构和参数，以使系统工作于最优或接近于最优工作状态的控制方法。自适应控制适用于在生产过程中参数变化较大的被控对象。

预测控制系统　预测控制有很多不同算法，其基本思想是以预测模型为基础，以某一性能指标的最优为原则来构建未来一段时间内的控制作用，这一性能指标通常可取被控对象在未来控制作用下的预测输出与某一期望轨迹的方差为最小。在通过优化确定了未来一段时间内的控制作用后，预测控制通常不是把这些控制作用全部实施，而是仅实现该时刻的控制作用。在下一个采样时刻，则首先检测被控对象的实际输出，并利用这一实时信息对基于模型的预测进行修正，再进行新的优化，完成整个动作循环。

模糊控制系统　以模糊集理论、模糊语言变量和模糊逻辑推理为基础的一种智能控制方法。其特点是将人们的控制经验和知识转换为语言变量描述的控制规则，按该控制规则对系统进行控制。模糊控制适用于复杂的非线性系统的控制。

参考书目

刘禾，白焰，李新利．火电厂热工自动控制技术及应用．北京：中国电力出版社，2009.

mofenli jishu

膜分离技术　(membrane separation technique)

以外界能量或化学位差为推动力，利用选择透过性的薄膜使溶液中溶剂与溶质或杂质分离的技术。使固、液相或气、固相分离的方法称为过滤，使溶质通过膜的分离方法称为渗析，使溶剂通过膜的分离方法称为渗透。膜分离过程不发生分离物质的化学和相变化，对环境污染少，操作方便，消耗能量少，广泛应用于水处理、药剂提纯、食品饮料的精制、化工分离、工业废液的分离、气体分离等方面。

分类及应用　水处理行业常用的膜分离技术主要包括微滤、超过滤、纳滤、反渗透、电渗析、电除盐等。

孔径约为0.03～10μm的膜用作精密过滤，即微滤，它利用压力差来分离粒径比膜孔径大的悬浮物和微生物。在火电厂水处理中，微滤用于制取低浊度水的过滤处理，以除去悬浮物、微生物和细微泥沙、金属腐蚀产物等。

孔径约为1～20nm的膜用作超过滤，它是利用进口溶液的压力（一般为0.05～0.5MPa）分离溶液中的悬浮物、胶体物及相对分子质量高的溶解物质，可用于超纯水制备系统，除去生物体、离子交换树脂碎末等。

孔径为几个纳米的膜用作纳滤，它是利用进口溶液压力（一般为0.5～1MPa）对溶液中相对分子量小的有机物和部分溶解离子进行分离。

孔径更小的膜（约小于1nm）用作反渗透，利用进口溶液的压力（一般为1～10MPa）对溶液中的溶解离子进行分离。反渗透脱盐率一般可达90%以上，脱盐率为99%的反渗透膜还可用于海水淡化。

电渗析膜是一种离子交换膜，在电场中利用电位差驱动，使溶液中的带电离子定向移动，通过离子交换膜分离；也可利用浓度差作为扩散渗析膜的推动力，使溶液中酸碱与盐类分离。电渗析的脱盐率根据流程及结构不同为60%～90%。

简史　精密过滤膜是1919年德国的齐格诺吉(Zsignogy)等人用醋酸和硝化纤维素制成的。20世纪20年代开始研究离子选择性交换膜，50年代以后电渗析技术开始应用于物质分离。渗透膜于1860年发现，至20世纪60年代美国加利福尼亚大学S.劳勃（S. Loeb）和S.索里拉金(S. Sourirajan）制成透水性好、脱盐率高的非对称醋酸纤维素反渗透膜后，反渗透技术得以广泛应用。60年代A.S.迈

克尔斯（A. S. Michaels）发明了超滤膜，随继又开发成功能分离多种相对分子质量的超滤膜。

中国自20世纪70年代以来，在膜分离技术方面进行了许多理论、制造与应用方面的研究工作。近年来，中国科技人员又研制生产出可分离气体的气体分离膜。中国所生产的电渗析、反渗透、超过滤、精密过滤设备，先后在工业上得到应用。

motai feiteng

膜态沸腾　（film boiling）　在一定条件下，亚临界压力锅炉的蒸发受热面中水或汽水混合物与管壁间被一层汽膜隔开，导致传热系数急剧下降，管壁温度急剧升高，甚至出现过烧的现象。膜态沸腾又称传热恶化，按机理分为第一和第二类传热恶化两大类。

第一类传热恶化　发生在欠热区和低含汽率区。热负荷很高时，蒸发管内壁汽化核心数剧增，汽泡生成速度超过脱离速度而形成汽膜，也称偏离核态沸腾（departure from nucleate boiling，DNB）。发生此类传热恶化时，传热系数急剧下降，壁温飞升，往往出现过烧。受热面热负荷是引起传热恶化的决定性因素，判定转入传热恶化的热负荷称临界热负荷，其他影响因素有质量流速、含汽率（或欠热值）、压力、管径及受热面状态等。

第二类传热恶化　发生在含汽率较高的环状流动区。很薄的水膜被撕破或蒸发，管壁仅受蒸汽冷却，也称蒸干（dry-out），此时传热系数下降，壁温飞升（均小于第一类传热恶化），经常伴有壁温波动（幅度为60～125℃），常导致管壁发生热疲劳破坏。引起第二类传热恶化的决定性因素为含汽率。判定转入传热恶化的含汽率为临界含汽率。其他影响因素有质量流速、热负荷、管径及压力等。

保证一定的质量流速，采用内螺纹管、来复线管、扰流子，降低受热面热负荷等均可推迟传热恶化或改善传热恶化发生的壁温异常。

在超临界压力下，最大比热区也能发生传热恶化（又称类膜态沸腾）。在一定热负荷下，传热恶化与否，主要取决于质量流速。如果质量流速太高，又会引起阻力上升。因而超临界压力锅炉可采用复合循环方式，来提高水冷壁的安全性。

momeiji

磨煤机　（coal pulverizer）　将破碎后最大粒度为30mm的原煤磨制成锅炉燃烧所需合格煤粉的机械设备。煤磨制过程的实质是克服固体分子间的结合力，使其表面积增大，因此需要消耗能量，通常以磨煤电耗（kW·h/t）表示消耗的能量。

磨煤机是煤粉锅炉中不可缺少的重要辅助设备，尤其在直吹式制粉系统中，磨煤机连同制粉系统与锅炉构成密切相关的整体。

煤在磨煤机中被磨碎的方式主要有压碎、击碎和碾碎三种，其中压碎过程消耗能量最省，碾碎过程消耗能量最费。各种型式磨煤机都不是简单依靠一种磨碎方式工作的。煤在磨煤机中的磨碎过程必须是碾磨、干燥、输送三种功能同时进行的。利用热风或热风和热烟气混合物作为干燥剂，在粉碎过程中对煤加热干燥，同时将煤粉带出磨煤机，使磨煤机实现连续向锅炉燃烧系统供应质量合格的煤粉。

根据研磨件的转速，磨煤机可分为低速、中速和高速三种。低速磨煤机根据进出料口装置的不同可分为单进单出钢球磨煤机（简称筒式磨煤机或钢球磨煤机，国内早期称DTM型、现称MTZ型）和双进双出钢球磨煤机（BBD型、D型、SVEDALA型等）；中速磨煤机型式较多，按碾磨件形状分，主要有碗式中速磨煤机（RP型、HP型、SM型、IHI-VS型）、轮式中速磨煤机（MPS型、ZGM型、MPS-HP-Ⅱ型、MBF型）、平盘式中速磨煤机（LM型）和中速球式磨煤机（E型）；高速磨煤机有风扇磨煤机（S型、N型、DGS型）和锤击磨煤机两种。

在保证一定煤粉细度的条件下，单位时间里磨煤机磨制的原煤量，称为磨煤机出力，单位通常以t/h或kg/s表示。磨煤机出力与碾磨、通风、干燥三个因素紧密相关。其中碾磨出力与煤的性质密切相关，特别是原煤水分、灰分、可磨系数等。原煤水分增大时，煤的脆性减弱，不易磨碎（褐煤等个别煤种除外）；灰分增加及可磨系数降低也使磨煤机出力下降，电耗上升。影响碾磨出力的另一因素是煤粉细度，煤粉磨得细时，磨煤机循环倍率增加，碾磨能力和输送能力下降，磨煤机出力降低。

momeiji anzhuang

磨煤机安装　（coal pulverizer installation）　火电厂常用的磨煤机有筒式磨煤机、中速磨煤机、风扇磨煤机等多种类型，其结构和安装工艺各不相同。

筒式磨煤机安装　筒式磨煤机是低速、重载的转动机械，在运转时较多发生轴承合金融化故障，安装时应注意。为简化吊装工作及保证安全，在主轴承安装前，先将筒体临时吊放在垫高的枕木上，然后将前后轴承座就位，找正位置和标高后吊入轴瓦，轴瓦球面与球面座的接触面应光滑，并有足够的接触面积，将筒体下放在轴承上。在校正筒体水平的同时调整各台板垫铁的松紧，要求接触密实，以保持承载转动时球面自动调位的功能。检查轴颈与轴瓦的接触角和接触面积是否符合规定，否则应进行研刮，以保证在承载运转时，轴瓦能建立油膜。筒体安装后即可在筒体上安装齿圈，调整轴向和径向的晃度使其符合技术规定，齿圈与小齿轮应啮合良好，以避免运转时振动超标。齿圈安装完成后在筒体内安装衬板。衬板数量较多，可穿过筒体两端空心轴拉一根钢绳，在绳上通过滑车吊运衬板进入筒内，逐块安装。衬板安装完成后安装空心轴内套和进出口料斗。筒式磨煤机油系统清洁度十分重要，安装工艺参考汽轮机油系统安装。（见汽轮机安装）

中速磨煤机安装　中速磨煤机有多种型式，各种型式的基本结构和安装工艺相似。安装顺序自下而上，主要步骤为台板安装、减速机安装、机座安装、磨环（盘）安装、机壳安装、磨辊及加压装置安装、分离器安装、电动机找正、油系统安装。台板安装应保证水平度，底座组件就位后应检查和调整下磨盘（下转台）的水平和转动时的晃度。各磨辊与磨盘之间的间隙应调整均匀，各加载装置压力一致，以保证运转时主轴受力均匀，运转平稳。此外，应调整好空气密封装置与主轴的同心度，防止热风逸出。

风扇磨煤机安装　风扇磨煤机结构与悬臂离心式风机相似，安装方法除磨碎部分稍有区别外，其余部分可参照离心式风机安装工序。（见风机安装）

momeiji jianxiu

磨煤机检修

（coal pulverizer maintenance）　对磨煤机进行的定期检验与维修。磨煤机可分为低速磨煤机、中速磨煤机和高速磨煤机，在磨制和干燥煤粉的过程中，碾磨设备和输粉通道的各部件不断磨损，使其性能逐渐恶化，同时传动机件也逐渐老化损坏，需定期解体检查、修复或更换。磨煤机的检修间隔与工期是根据碾磨易损件的磨耗状况及更换的难易程度决定的，与煤的可磨性系数、磨损指数、煤粉细度有关，也与磨煤机的结构形式、碾磨部件的材质有关。不同类型的磨煤机检修间隔与工期是不同的，通常认为，随着煤粉细度、均匀性、磨煤机的通风阻力及耗电率等指标明显变差，磨煤机出力下降到原来的70%～75%时就需进行检修。

低速磨煤机检修　低速磨煤机在长期运行中，除钢球、衬瓦、护板等部件易磨损外，对于筒体主轴承的乌金瓦也会有相应磨损，应定期修补和刮研。低速磨煤机的主要检修项目有：①进出口短管：检查磨损程度，进行修复或更换处理；②筒体：衬板破损、磨损等情况检查，超标应进行更换处理；端部衬板及筒体衬板磨损程度测量，对于磨损超标或是破损的进行更换处理；空心轴套检查，其配合间隙应符合要求；主轴承乌金瓦各部间隙测量调整，清洗轴瓦并检查乌金瓦有无裂纹、砂眼、烧损及脱胎等现象，进行乌金瓦刮研；③传动装置：采用色印法检查大小齿轮的啮合程度，并用塞尺测量各部间隙；齿轮与筒体连接螺栓紧固；小齿轮轴轴颈磨损测量、过热检查；齿轮面硬度校对，椭圆度、圆柱度、轴弯曲度等测量，应符合标准要求；结合运行周期，对大小齿轮进行更换或翻身应用；联轴器检修；④减速机：箱体解体，各部位轴承及齿轮磨损情况、游隙、啮合间隙等进行测量检查；箱体清洗，渗油点治理；⑤润滑油系统：清理油箱、滤油器及冷油器，油泵解体检查；⑥试运：润滑油系统进行油循环，对油位、油压等指标进行检查；分部试运电动机及减速机，无异常后进行整体试运，并监视回油温度、振动、噪声等运行指标。

中速磨煤机检修　中速磨煤机检修较复杂，工艺水平要求较高，通常配备了一些专用的检修工具和起吊设备，减轻更换碾磨部件的劳动强度。中速磨煤机检修，除对碾磨件进行定期调整和更换外，还需对风环磨损进行修补或更新。因为运行中风环受到气粉流和石子煤的冲刷磨蚀，使通道的型线改变，沿风环一周的风速分布均匀性变坏，引起石子煤排量的增多。中速磨煤机大修包括磨煤机本体、分离器、进出口连接部分、进风室、石子煤箱活门、传动部分及加压装置的全面解体检查，清理调整，更换补焊碾磨件和其他易损件。通常大修间隔为1年左右（由碾磨件的耐磨性确定）。小修着重对碾磨件的调整或更换，对风环、分离器锥体、折向门、石子煤刮扫器的修补，打开齿轮箱手孔检查齿轮啮合状况，清理滤油器、石子煤箱，检查油质或换油，以及有针对性地消除运行中暴露的或已有预兆的设备缺陷。小修间隔为半年。日常维修主要是对碾磨件磨煤面间隙的测量与调整，采用专用量具来测量碾磨件的磨损程度，清除磨煤机内及分离器中的杂物，清理滤油器和补充润滑油脂，调整碾磨压力。日常维修间隔为1～1.5个月。

高速磨煤机检修　高速磨煤机在碾磨件更换后需进行转子静平衡的校验，对于直径为2600mm以上的风扇磨煤机转子还需进行动平衡校验，为此需设置平衡校验台。高速磨煤机大修包括对磨煤机本体、传动部分、轴承、润滑油系统、分离器及进出口连接部的全面解体检查，对护钩、护甲、叶轮冲击板或锤头、叶轮轮箍换新，对密封背筋、分离器内外锥体、折向门和气粉流通道中各部件磨损后的焊补。大修间隔为1.5～2年。高速磨煤机小修是着重对冲击板或锤头的更换，部分护钩护甲的调整或换新，分离器及气粉流通道部件磨损后的局部修补，齿轮箱清理及换油。小修间隔为4～6个月。高速磨煤机的日常维修主要是局部或全部更换冲击板或锤头，清除磨煤机内及气粉流通道中的杂物。日常维修间隔为1～3个月。

momeiji naimo cailiao

磨煤机耐磨材料

（wear-resistant material for pulverizer）　磨煤机上磨制煤粉的构件用的耐磨金属材料。这些易磨损件主要包括筒式磨煤机的磨球和衬板，中速磨煤机磨辊辊套、磨盘衬板、磨环、空心磨球，风扇磨煤机冲击板、护钩、护甲。耐磨材料的选用应考虑以下原则：①满足构件所需功能和寿命的要求，主要是耐磨性、抗冲击能力，并考虑耐腐蚀性以适应机组维修期的要求；②制造工艺性能要好，主要是铸造、焊接与装配性能；③易于维修且价格低廉。

电厂筒式磨煤机常用的磨球种类主要包括高Cr、中Cr、低Cr耐磨白口铁铸造磨球和低合金钢锻（轧）球，常用的衬板种类主要包括低合金耐磨钢衬板、高锰钢系列衬板和耐磨层材料为高Cr耐磨铸铁的双金属复合浇注衬板。中速磨煤机常用的磨辊辊套、磨盘衬板、磨环种类主要包括整体铸造的镍硬铸铁、高Cr铸铁铸件和在钢胎基础上堆焊耐磨合金材料的堆焊件，空心磨球常见的材料牌号为ZG85Cr2Mo和ZG42CrNiMn。风扇磨煤机冲击板、护钩、护甲常用的材料主要有高锰钢、含Cr高锰钢和高Cr铸铁。

耐磨材料是从成分和金相组织上来保证耐磨件的寿命要求的。一般在保证使用中不发生断裂的情况下尽量提高材料含碳量，并加入适量提高耐磨性和淬硬性的Mn、Cr、Mo等元素。耐磨钢的金相组织除高锰钢和含Cr高锰钢是奥氏体组织（靠运行中产生加工硬化而起到抗磨作用）外，其余多数均为硬度高的马氏体或马氏体加少量贝氏体组织；耐磨白口铁则主要为莱氏体等组织，这些材料均在铸造和热处理后使用。

momeiji xuanxing

磨煤机选型

（mill selection）　煤粉制备系统中的磨煤机类型、台数和出力选择。

火力发电厂中常用的磨煤机有中速磨煤机、筒式磨煤机（又称钢球磨煤机）、双进双出钢球磨煤机和风扇磨煤机。磨煤机选型主要根据煤的燃烧、磨损、可磨性、爆炸特性等特点，以及磨煤机的适应性能和对煤粉的细度要求等条件进行

选择，并结合锅炉炉膛和燃烧器结构，煤种变化范围和煤中杂物变化情况等因素，经过技术经济比较后确定。

通常情况下，大容量机组在煤种适宜时，选用中速磨煤机；燃用低挥发分贫煤、无烟煤或磨损性很强的煤种时，一般选用筒式磨煤机或双进双出钢球磨煤机；燃用高水分、磨损性不强的褐煤，可选用风扇磨煤机；在制粉系统的干燥能力满足要求并经论证合理时，也可采用中速磨煤机。不同煤质条件下推荐的磨煤机及制粉系统类型见下表。

中速磨煤机　在直吹式制粉系统中配置。类型有 MPS、HP、ZGM、MPS-HP-Ⅱ、MBF 等，在煤质适应性、检修条件、价格等方面有一定的差异，需通过技术经济比较选定。当煤粉细度 R_{90}≤15%时，磨煤机出口分离器宜采用旋转分离器。

每台锅炉装设的磨煤机台数：200MW 级及以上机组不少于 4 台，其中 1 台备用；200MW 级以下机组不少于 3 台，其中 1 台备用。磨煤机总计算出力：对设计煤种，除备用外的磨煤机出力不小于锅炉最大连续蒸发量时燃煤消耗量的 110%；对校核煤种，全部磨煤机的出力不小于锅炉最大连续蒸发量时的燃煤消耗量。对于燃用褐煤的锅炉，中速磨煤机台数应结合锅炉结构、燃烧器数量、布置形式和磨煤机出力等因素确定。对褐煤全水分的限制，需根据锅炉允许的一次风率换算成磨煤机入口通风量，进行热平衡计算后确定。

筒式磨煤机　筒式磨煤机通常在储仓式制粉系统中配置。每台锅炉装设的磨煤机台数不少于 2 台，不设备用。磨煤机总计算出力（在最佳钢球装载量下）按设计煤种不小于锅炉最大连续蒸发量时燃煤消耗量的 115%，按校核煤种也应不小于锅炉最大连续蒸发量时的燃煤消耗量。

双进双出钢球磨煤机　通常在直吹式制粉系统中配置，每台锅炉装设的磨煤机不少于 2 台，一般不设备用。磨煤机总计算出力按设计煤种不小于锅炉最大连续蒸发量时燃煤消耗量的 115%，按校核煤种不应小于锅炉最大连续蒸发量时的燃煤消耗量。

风扇磨煤机　在直吹式制粉系统中配置。有烟煤型（S 型）、褐煤型（N 型）及 MB 型三种，在中国通常选用 S 型及 MB 型。每台锅炉装设的风扇磨煤机不宜少于 4 台，其中 1 台备用。当正常运行磨煤机台数为 6 台及以上时，可增设 1 台检修备用。磨煤机计算出力要求同中速磨煤机。

磨煤机及制粉系统选型

煤种	煤特性参数				磨煤机及制粉系统
	V_{daf}（%）	IT（℃）	K_e	M_t（%）	
无烟煤	≤10	>900	不限		筒式磨煤机储仓式炉烟干燥、热风送粉系统，双进双出钢球磨煤机半直吹式制粉系统，筒式磨煤机储仓式热风送粉系统
		800～900	不限		筒式磨煤机储仓式炉烟干燥、热风送粉系统，双进双出钢球磨煤机半直吹式制粉系统，双进双出钢球磨煤机直吹式制粉系统，筒式磨煤机储仓式热风送粉系统
贫瘦煤	10～20	800～900	不限		筒式磨煤机储仓式炉烟干燥、热风送粉系统，双进双出钢球磨煤机半直吹式制粉系统，双进双出钢球磨煤机直吹式制粉系统，筒式磨煤机储仓式热风送粉系统
		700～800	>5.0		双进双出钢球磨煤机直吹式制粉系统
		700～800	≤5.0		中速磨煤机直吹式制粉系统
烟煤	20～37	700～800			双进双出钢球磨煤机直吹式制粉系统
		600～700	≤5.0		中速磨煤机直吹式制粉系统
		600～700	>5.0		双进双出钢球磨煤机直吹式制粉系统
		<600	≤5.0		中速磨煤机直吹式
褐煤	>37	<600	≤5.0	≤35*	中速磨煤机直吹式
		<600	≤3.5	>35*	三介质或二介质干燥风扇磨煤机直吹式

注：1. 干燥无灰基挥发分 V_{daf}>10%时应考虑防爆要求。
2. IT 为煤粉气流着火温度，M_t 为全水分，K_e 为煤的冲刷磨损指数。K_e 与磨损性的关系如下：K_e<1.0 为“轻微”，K_e=1.0～2.0 为“不强”，K_e=2.0～3.5 为“较强”，K_e=3.5～5.0 为“很强”，K_e>5.0 为“极强”。
* 具体数值需根据热平衡计算求得。

moji yepian qiangdu zhendong

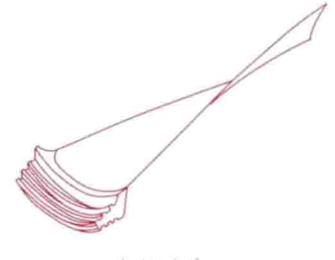
末级叶片强度振动

（last stage blade strength and vibration）　末级叶片是汽轮机内蒸汽膨胀过程的最后一级叶片。由于最后一级的蒸汽压力最低、容积流量最大，因此末级叶片是汽轮机各级叶片中最长的，承受最大的离心应力。末级叶片从根部至顶部蒸汽流动的速度、方向均有很大变化，为保持高的效率，要求各截面叶型沿叶高连续改变，且为了减小离心应力，顶部截面的面积比底部截面要小得多。所以大型汽轮机末级叶片都是变截面扭叶片（见图）。由于叶片长且扭转大，其振动模态呈现强烈的弯扭耦合特性，振动频率在各级叶片中也是最低的。

凝汽式汽轮机末级叶片在湿度较高的蒸汽中工作，会受到蒸汽水滴的冲刷侵蚀，在顶部进汽边应采取防蚀措施，如焊硬质合金片、高频淬硬、电火花强化等。

机组在调峰等变工况运行时，高背压、小流量（通常在相对容积流量 35%～20%左右）条件下，末级叶片有可能发生气弹耦合的自激振动，称为末级叶片颤振；也有可能发

生较大的随机振动。强烈的颤振和随机振动会造成叶片的损坏。在调峰等变工况运行时末级叶片近根部出汽边因蒸汽回流造成的水滴冲刷侵蚀也是需要重视的问题。由于现代大机组也参与调峰运行，因此对调峰运行的适应性是对末级叶片的基本要求之一。



末级叶片

不同汽轮机制造厂家的末级叶片有不同的风格，如自由叶片、叶片组及全周叶片组。末级自由叶片通常会有较多的振型需要调开低阶谐波共振；为防止发生颤振及随机振动，需设计为较宽较厚的刚性叶片。末级全周叶片组采用拉筋、围带连接成为全周结构。全周叶片组仅需调开三重点共振（激振谐波数、全周叶片组振动节径数及该节径振动频率与转速之比三者相等），其振动响应仅为相应自由叶片的10%～20%，且不易激起颤振和随机振动。近年来发展的自带围带（或自带拉筋）运行接触式或紧接触式末级全周叶片组，取消了铆接、焊接等不利因素，其振动响应更小，是全周叶片组中先进的结构型式。

由于末级叶片在气动力学和强度振动方面都遇到最苛刻的条件，所以末级叶片的发展是汽轮机的一个重大关键技术问题。数十年来末级叶片长度的增加已成为汽轮机技术进步的重要标志。世界各主要汽轮机制造厂家的末级叶片长度均已形成系列，可根据机组的要求选择不同长度的末级叶片和排汽面积。由于材料强度密度比的原因，合金钢制叶片的极限长度为1200mm左右，更长的叶片需使用钛合金材料。钛合金材质轻（密度约为钢的60%）、比强度高、耐蚀性好，用作末级叶片可比合金钢叶片有更长的长度和更大的排汽面积。中国已研制开发长度为1710mm的钛合金末级叶片，阿尔斯通公司在中国首次成功开发出1905mm末级叶片。

中国运行汽轮机中合金钢制造的长度超过1m的末级叶片和相应机组容量见表。

末级叶片长度对应机组容量

叶片长度（mm）	机组容量（MW）
1000	300、600
1016	600
1029	350、600
1050	300、600
1146	600、1000
1220	600、1000

muxian anzhuang

母线安装 (busbar installation)

各级电压配电装置之间，变压器等电气设备和相应配电装置之间用母线进行连接的安装工作。母线按结构分为软母线和硬母线。软母线为铝绞线或钢芯铝绞线，硬母线由管形、矩形或槽形截面的铜、铝材构成。封闭母线指用金属外壳将导体连同绝缘等封闭起来的硬母线，分离相封闭母线和共箱封闭母线。大容量发电机引出母线、厂用分支母线和电压互感器分支母线等，一般采用全连式离相封闭母线，下图所示为发电机出线离相封闭母线整体外形图；厂用变压器低压侧与高压配电装置之间一般采用共箱封闭母线。母线安装要求连接牢固，连接处电阻低，相间和对地绝缘水平高。



600MW发电机出线离相封闭母线整体外形图

软母线安装　导线通过金具及悬式绝缘子串固定在构支架上，用线夹实现母线与分支的连接。轻型母线采用螺栓式线夹；重型母线宜采用压接式线夹。压接一般采用液压法，压接时，应清除导线及线夹接触面的氧化膜和脏污，涂电力复合脂，其中钢芯铝绞线需分层压接。软母线安装过程中需按照弧垂的设计要求，事先实地放样，同一档距内三相母线的弧垂应一致。

硬母线安装　母线通过金具和支持绝缘子固定在构架上，以螺栓搭接或焊接实现母线的连接。母线在现场有矫正、切断、冷弯和搭接等制作工序。构架和绝缘子安装应确保其中心、标高及水平，母线固定后，不应使其受到额外应力。

封闭母线安装　封闭母线在制造厂内分段加工，以半成品交货，在现场按设计图纸进行各段的吊装就位固定和连接。离相封闭母线是圆筒形铝外壳内装支持绝缘子及母线，安装时应注意固定在支持绝缘子上的管形铝母线与圆筒形铝外壳的同心度，确保母线对地距离均匀。母线及外壳的连接都采用氩弧焊对接。封闭母线安装完毕后应进行彻底的清扫，并按规定进行密封试验。共箱封闭母线是三相多片母线，并列布置在同一个矩形截面的铝壳内，安装工序同离相封闭母线，但母线采用螺栓搭接。

各类母线安装完成后，需按交接试验标准进行交流耐压试验。



N₂O paifang yingxiang

N_2O排放影响 （N_2O emission impact） N_2O（一氧化二氮）的排放对环境的影响。N_2O又称氧化亚氮、笑气。常温下为无色气体，有甜味，密度比空气略大，吸入能使人狂笑，是一种氧化剂。在室温时稳定，温度达到300℃以上分解，有强氧化作用，能溶于水、乙醇、乙醚及浓硫酸。N_2O是非可燃性物质，但有助燃性，遇高温或可燃性物质有爆炸危险，工业上用于制造亚硝酸盐、火箭燃料，医药上用作吸入麻醉剂。

自然界中的N_2O主要来源于海洋、森林、草原及土壤排放，以及人为化石燃料燃烧、植物燃烧、化工生产。

尽管N_2O在大气中的浓度很低，但其温室效应非常大，而且N_2O分子还会对大气臭氧层造成破坏，是导致臭氧层损耗的物质之一。

环境效应 N_2O是《京都议定书》规定的6种温室气体之一。N_2O在大气中的存留时间长，并可输送到平流层。与CO_2相比，虽然N_2O在大气中的含量很低，但其增温潜势很大，每个N_2O分子吸收地球红外线辐射的能力比CO_2分子高200～300倍，在大气中的寿命超过100年。N_2O近年来的产生量呈上升趋势，其浓度的增加对全球气候的增温效应将越来越显著。

消耗臭氧 当N_2O进入同温层时，会与臭氧（O_3）发生氧化还原反应，减少臭氧浓度，对臭氧层有破坏作用，使到达地面的紫外线增多，对人体和其他生物造成危害。人类通过使用化肥、化石燃料等每年向大气中排放约1000万t N_2O，N_2O已经成为人类排放的首要消耗臭氧层物质。根据1987年通过的《关于消耗臭氧层物质的蒙特利尔议定书》，人类逐步削减了氯氟烃、含溴氟烃等消耗臭氧层物质的使用，但尚没有针对N_2O排放控制的国际公约。限制N_2O的排放，应能有效加速地球臭氧层的恢复，减缓气候的增温趋势。

nairegang

耐热钢 （heat-resistant steel） 在高温下长期工作既有足够的强度，良好的抗氧化性和抗腐蚀性，又有长期组织稳定性和良好工艺性能的钢的总称。耐热钢与高温合金不同，高温合金含有更多的合金元素，且有铁基、镍基和钴基，主要用于燃气轮机电厂。

耐热钢的主要性能 耐热钢的性能主要包括高温强度、抗氧化性能、抗腐蚀性能、组织稳定性和焊接性能等。

高温强度 指拉伸强度、蠕变强度、持久强度、抗应力松弛能力等高温性能。可向钢中加入诸如Cr、Mo、V、W、Nb、Ti、B、N及稀土（Re）等合金元素以提高钢的高温强度。可以是多个元素少量加入，如12Cr1MoV、12Cr2MoWVB等，也可以是单个元素的多量（并配其他元素）加入，如9%～12%Cr钢的P91、P92等。其高温强度随加入合金元素的性质和合金化程度的不同而有所不同。

抗氧化性能 在高温下钢与氧、二氧化碳和水蒸气等气体接触会发生表面氧化，通常向钢中加入诸如Cr、Si、Al等合金元素可使钢的抗氧化性能提高。一般碳钢如20G其最高使用温度约450℃，就抗氧化来说，加入5%Cr，可使使用温度达到580℃左右，加入12%Cr，可用到620℃，加入20%Cr可用到650℃。硅和铝有更高的抗氧化作用，为防止钢发生脆性，硅的加入量一般不超过2%～3%，铝量不超过1%。

抗腐蚀性 特别指抵抗高温下介质腐蚀的能力。在锅炉内常有含硫气体和硫酸盐类的腐蚀。通常也是向钢中加入诸如Cr、Si、Al等合金元素来提高其抗腐蚀能力，如1Cr13SiAl钢。

组织稳定性 火电厂高温构件的使用寿命要长达30～40年，高温下长期运行材料的组织稳定性特别重要。通常向钢中加入Cr、Mo、V、W、Nb、Ti（碳化物形成元素，可使钢中碳化物在高温下不致很快分解或聚集）和B（晶界强化元素，可延缓蠕变过程）等合金元素，可增强耐热钢在高温长期运行中的组织稳定性，减慢珠光体球化过程，防止钼钢石墨化（主要为Cr的作用），减少热脆性（主要为钼的作用）并延缓时效过程等。

焊接性能 碳对钢的焊接性能影响最大，需限制耐热钢中的含碳量以保证良好的焊接性能；合金元素的加入一般均会降低耐热钢的焊接性能，但有些元素在加入量少时如Mn（少于1%）、V、Nb、Ti等会对耐热钢的焊接性能有所改善。

耐热钢的分类 耐热钢可细分为热强钢和抗氧化钢。热强钢在高温下具有足够的强度并有一定的抗氧化性，常用于制造汽轮机、燃气轮机转子、叶片，锅炉过热器/再热器、高温联箱，主蒸汽/再热蒸汽管道，高温下服役的螺栓和弹簧等。抗氧化钢在高温下能保持良好的化学稳定性，能抵抗氧化和介质腐蚀而不起皮，又称耐热不起皮钢，主要用于锅炉炉膛内的构件制造。

根据合金元素含量，耐热钢可分为低合金耐热钢（合金元素总含量≤5%）、中合金耐热钢（合金元素总含量>5%～10%）和高合金耐热钢（合金元素含量>10%）。

按其正火状态下的组织形态，耐热钢可分为珠光体耐热钢、贝氏体耐热钢、铁素体耐热钢、马氏体耐热钢和奥氏体耐热钢，以及铁素体—奥氏体双相耐热钢等。出现不同正火组织的原因在于钢中合金元素的种类和含量不同。例如，珠光体耐热钢中含合金元素量较少，不至于造成钢空淬能力明显增加，因而会在正火后出现珠光体组织；马氏体耐热钢则由于含有较高的铬量，使钢空淬能力大为增加，从而造成钢正火后得到马氏体组织；奥氏体耐热钢则由于含有较多量的Ni、Mn和N等奥氏体形成元素，使钢在室温时组织也是奥氏体，正火后自然成为奥氏体。铁素体耐热钢则由于含有较

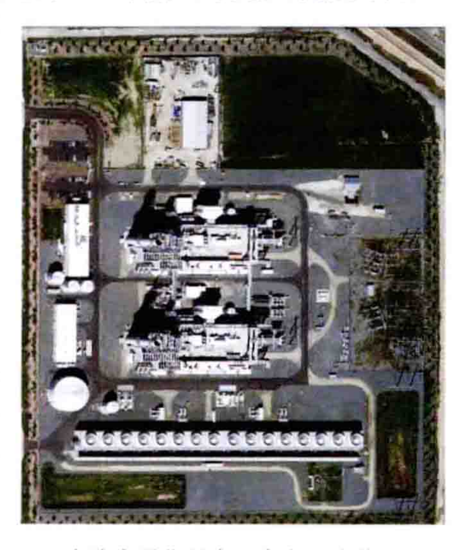
多的缩小γ区的Cr、Mo、W、Al等元素（见合金钢），使钢成为铁素体组织。

耐热钢的应用及发展 耐热钢主要用于火电设备的高温部件，如用于锅炉过热器/再热器、高温联箱，主蒸汽/再热蒸汽管道的15CrMoG、12Cr1MoVG、12Cr2MoG（T/P22、10CrMo910、2.25Cr-1Mo）、T/P91、T/P92以及奥氏体耐热钢TP347H、HR3C等；300MW、600MW亚临界/超临界压力汽轮机高/中压转子普遍使用的30Cr1Mo1V；600℃左右超超临界压力汽轮机高/中压转子则采用12%Cr型的马氏体耐热钢，如X12CrMoWVNbN10-1-1、13Cr10NiMoVNbN（TMK-1）等；630℃左右超超临界压力汽轮机高/中压转子采用含Co、W的12%Cr型钢，如FB2等；锅炉吊架、吹灰器等多采用高铬的1Cr25Ti、1Cr20Ni14Si2、2Cr20Mn9Ni2Si2N等抗氧化钢。

耐热钢的发展一方面逐渐提高Cr含量，从2.25%到9%、12%以至18%、25%，主要目的在于提高钢的抗高温氧化、腐蚀性能，同时增加钢的强度；另一方面通过添加Mo、W、V、Nb、Ti、B、Co、N等合金元素进行复合强化，主要目的在于提高钢的高温强度和组织稳定性。

Neilu Diguo Nengyuan Zhongxin Fadianchang

内陆帝国能源中心发电厂 （Inland Empire Energy Center Power Plant） 位于美国加利福尼亚州里弗赛德（Riverside）县罗莫兰（Romoland）镇。全厂安装2×405MW燃气-蒸汽联合循环（CCGT）机组，总发电装机容量为810MW，净发电功率为790MW。电厂始建于2006年，第一台机组于2008年建成投产；第二台机组在2008年调试期间发生故障，推迟到2010年投产。发电厂外貌见下图。



内陆帝国能源中心发电厂外貌

机组以管道天然气为燃料，同步建设天然气加压站和输送管道。

机组采用美国通用电气公司（GE）S107H型联合循环系统，是GE公司在美国的首台60Hz H级联合循环系统，该系统将燃气轮机、蒸汽轮机、发电机和余热锅炉整体化到一个优化的系统中，以提高联合循环系统的性能。联合循环系统采用单轴布置，额定出力为405MW，热耗率为6044kJ/（kW·h）（LHV），净效率达到60%（LHV）。燃气轮机为GE MS7001H型，进气温度为1430℃，进气量为702kg/s。余热锅炉为三压再热型，由美国德尔塔（Deltak）公司供货。汽轮机采用三压再热型蒸汽循环系统，高、中、低压缸进气参数分别为12MPa/543℃、2.6MPa/543℃、0.32MPa/258℃，由日本东芝（Toshiba）公司供货。发电机额定容量为455MV·A，由日本东芝公司供货。

燃气轮机采用了干式低氮燃烧器（DLN）与燃料湿饱和燃烧方式，以控制NO_x排放，并且每台机组均安装了选择性催化还原（SCR）脱硝装置，机组的NO_x排放浓度不高于$2\times10^{-6}m^3/m^3$（约4.1mg/m³，标准状态）；SCR脱硝装置中整合了CO氧化催化剂以控制CO的排放，机组的CO排放浓度不高于$3\times10^{-6}m^3/m^3$（约3.8mg/m³，标准状态）。

nei neng

内能 （internal energy） 热力状态参数之一，也称热力学能，用U表示，单位是J。单位质量物质的内能称为比内能，以u表示，单位为J/kg。从微观的角度来看，内能与系统热力学工质的粒子微观运动和粒子的空间位置有关。在分子尺度上，内能包括分子移动、转动和振动的动能，分子间由于相互作用而具有的位能；在分子尺度以下，内能还包括不同原子束缚成分子的能量、电磁偶极矩的能量；在原子尺度以下，内能还包括自由电子绕核旋转及自转的能量、自由电子与核束缚在一起的能量、核自转的能量；在原子核尺度以下，内能还包括核能；在化学热力学中，内能还包括物质内部储存的化学能。工程热力学研究的问题一般不涉及化学反应及核反应，此时化学能与核能各保持不变，所以热力学系统的内能的变化只涉及分子动能和位能的变化。

通常，使用p、v、T中的任何两个独立的状态参数就可以确定内能的数值。理想气体由于其分子间无作用力，分子的位能为零，理想气体的内能只是温度的函数，理想气体在温度T_1和T_2间内能差的计算式为

$$\Delta u=\int_{T_1}^{T_2}c_V(T)\mathrm{d}T$$

式中c_V是理想气体的比定容热容，只与温度相关。

neiranji fadianchang

内燃机发电厂 （internal combustion engine power plant） 用内燃机带动发电机发电的火力发电厂。分为固定式和移动式两类，固定式多用于工矿企业自备电厂或孤立电厂，移动式则指汽车或列车电站。用于发电的内燃机基本上都是中速（300～1500r/min）和低速（300r/min以下）柴油机，且多为装有增压器及空气冷却器，使输出功率增大50%～300%的增压式发动机。用于发电的柴油机单机功率一般为5～15MW；用二冲程低速柴油机发电时，单机功率可高达68MW。

柴油机发电的燃料可用轻柴油、重柴油（多用于中速柴油机），也可用重油、渣油（适用于大型低速柴油机）。柴油机发电还具有如下特点：①柴油发电机组多为整体配套，系统简单，建厂速度快；②热效率较高（40%～50%），且带部分负荷运行时单位出力的燃料消耗量变化不大；③起停速度快，从起动到带负荷仅需1～2min，且可在无外部电源下起动；④在外界气温增高条件下，效率有所下降，但整机出力基本不变；⑤冷却水需求量少，可在缺水地区使用。柴油机发电的缺点是：①燃料价格高，相应电能成本也高；②运行中机组的振动噪声大，工作条件较差；③发电机磁极表面

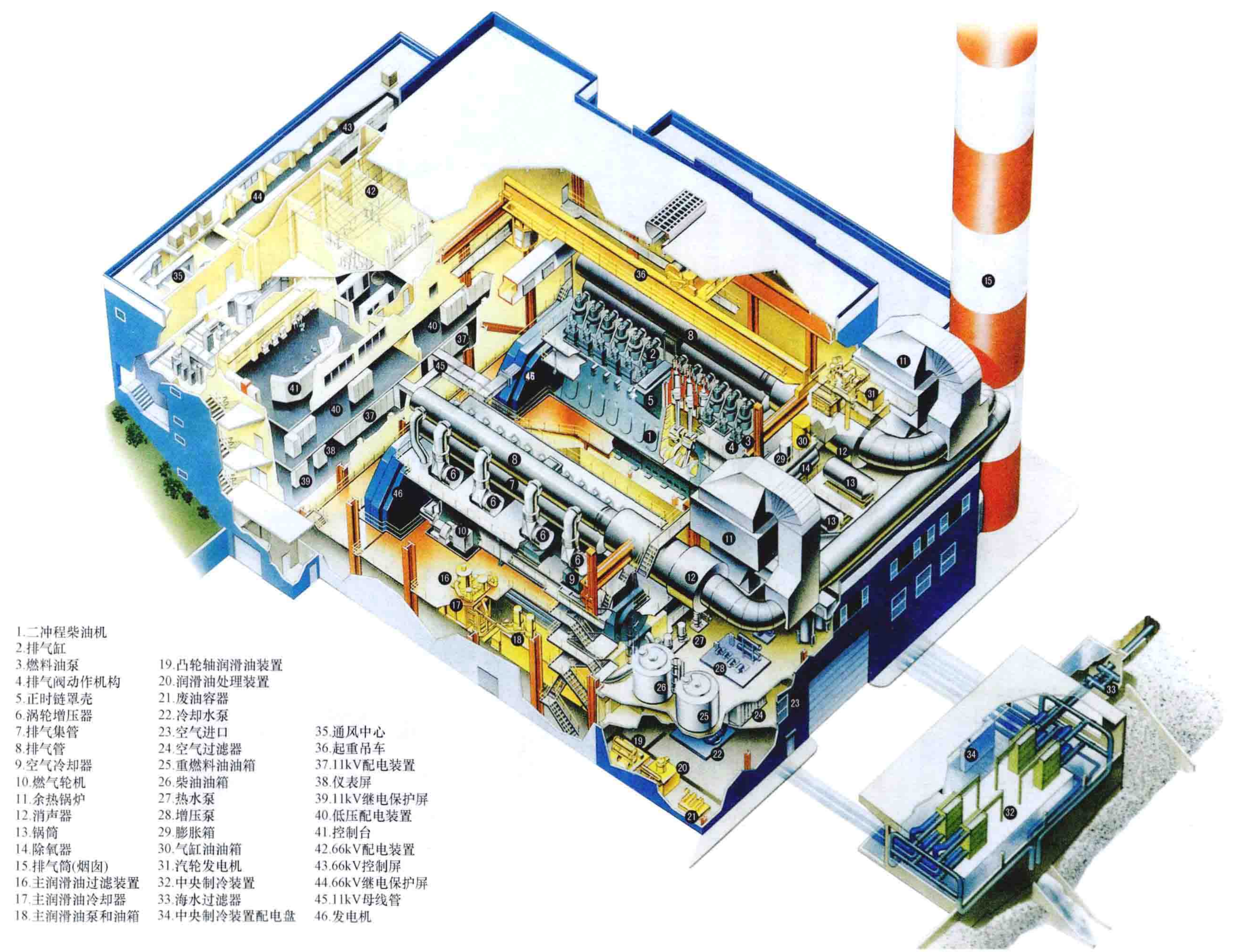


图1 柴油机发电机组装置图

必须设置制动线圈，以便于机组起停。

柴油机发电机组装置见图 1，固定式柴油机发电厂柴油机本体典型装置系统见图 2。

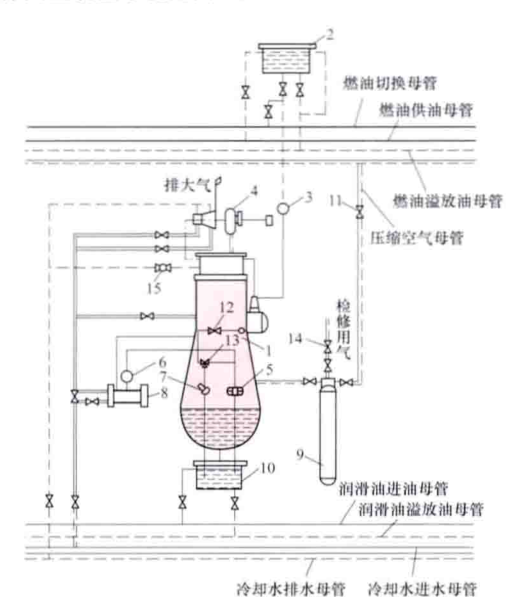


图 2　柴油机本体典型装置系统图

1—柴油机；2—燃油日用油箱；3—燃油过滤器；4—增压器；5—齿轮油泵；6—润滑油过滤器；7—手摇油泵；8—冷油器；9—起动空气瓶；10—润滑油箱；11—阀门；12—止回阀；13—三通阀；14—减压阀；15—水流指示器

大型低速柴油机的设备寿命可达 25 年，运行可靠率达 98%。为了提高机组发电效率，也可采用联合循环发电。例如澳门路环火力发电厂共装设了 6 台柴油发电机组，容量为 2×28MW＋2×37.5MW＋2×51MW，主机分别为 9 缸（28MW 机组）和 12 缸二冲程 100r/min 低速柴油机。其配置系统基本相同，以 2 台 37.5MW 机组为例，配用 4 台增压装置，排气余压用于燃气轮机发电（每台机出力 880kW），另配设 2 台余热锅炉（蒸发量为 12t/h，蒸汽参数为 0.78MPa、219℃）带动 1 台汽轮发电机发电，功率约为 3MW，总输出电功率为 76.9MW，发电效率达 50.2%。

Nidehaosen Fadianchang

尼德豪森发电厂　（Niederaussem Power Plant）

位于德国贝格海姆市，科隆市西北约 15km，是北莱茵褐煤矿区的一座大型坑口电厂。全厂安装 9 台燃煤机组，1963 年建成 A、B 号 2 台 150MW 机组，1965～1971 年陆续建成 C～F 号 4 台 300MW 机组，1974 年建成 G、H 号 2 台 600MW 机组，2003 年建成容量为 1012MW 的 K 号机组。1994～2000 年，电厂对 A～H 号 8 台机组的汽轮机实施技术升级改造，使这些机组的总容量增加了 152MW，电厂总装机容量达到 3864MW。发电厂外貌见下图。

电厂以北莱茵褐煤矿区所产褐煤为燃料，燃料含水率为 51%～58%，低位发热量为 7.9～10.5MJ/kg。A～H 号机组均为亚临界机组，蒸汽参数为 15.0～19.5MPa/530℃/530℃，热效率为 31%～35.5%（LHV）。K 号机组为超超临界褐煤机组，是德国“褐煤发电厂最优化设计（BoA 计划）”示范项目。德国从 1996 年开始实施 BoA 计划，旨在



尼德豪森发电厂外貌

集成应用已有成熟可靠技术，优化褐煤发电厂设计，尽可能提高褐煤发电机组热效率。通过提高主蒸汽参数，褐煤干燥，锅炉系统、汽轮机系统、热力系统、冷端系统、环保工艺系统、厂用电系统设计优化，烟气余热回收等技术的集成应用，K 号机组热效率达到 45.2%（LHV），较 H 号机组提高 9.5 个百分点，成为世界上效率最高的褐煤机组之一。

K 号机组锅炉为超超临界、一次中间再热、直流塔式锅炉，最大连续蒸发量（BMCR）工况主蒸汽流量为 2620t/h，蒸汽参数为 27.5MPa/580℃/600℃，额定工况保证效率为 94.4%（LHV），由阿尔斯通能源系统公司（Alstom Energy Systems S. A.）、巴布科克能源公司（Babcock Power）和斯坦缪勒公司联合设计（Steinmuller）供货；汽轮机为超超临界、一次中间再热、抽汽凝汽式、五缸六排汽汽轮机，额定蒸汽参数为 26MPa/576℃/599℃，额定功率为 1012MW，由西门子公司（Siemens）供货，是西门子公司当时制造的最大的 HMN 型超超临界汽轮机，并首次应用了 3DV 叶片设计技术；此外，发电机、仪表控制系统也由西门子公司供货；冷却系统采用自然通风湿式冷却塔，烟塔合一设计，冷却塔高 200m，由巴克杜尔公司（Balcke-Durr）设计。

A～H 号机组建设时未安装烟气排放控制装置，20 世纪 80 年代中期至 90 年代初期，电厂陆续对这些机组实施脱硫、脱硝改造，增设石灰石-石膏湿法脱硫装置，改造锅炉燃烧系统以降低 NO_x 排放，紧邻电厂建设一座石膏加工厂，利用脱硫石膏副产品生产适合建筑行业使用的石膏产品。K 号机组建设时采用了静电除尘器、石灰石-石膏湿法脱硫工艺和低 NO_x 燃烧器，烟尘、二氧化硫、NO_x 排放浓度分别不超过 50、200、200mg/m^3（标准状态）。2008 年，电厂附近建成一个海藻碳捕集项目，利用海藻吸收从 K 号机组脱硫塔出口引接的部分烟气中的二氧化碳，每年可产 6t 干海藻，吸收 12t 二氧化碳。

Ninghai Fadianchang

宁海发电厂　（Ninghai Power Plant）　位于浙江省宁波市宁海县强蛟镇。电厂分两期建设，总装机容量 4400MW。一期工程 1～4 号机组为 4×600MW 超临界燃煤发电机组，于 2003 年 11 月 27 日开工，首台机组于 2005 年 12 月 31 日投产，至 2006 年 11 月 20 日，4 台机组全部投

产；二期工程5、6号机组为2×1000MW超超临界燃煤发电机组，同步建设烟气脱硫及脱硝装置，于2006年12月18日开工，5号机组于2009年9月21日投产，6号机组于2009年10月14日投产。发电厂外貌见下图。



宁海发电厂外貌

工程特点　二期工程锅炉为超超临界参数变压运行螺旋管圈直流炉、一次再热、单炉膛单切圆燃烧、平衡通风、露天布置、固态排渣、全钢构架、全悬吊结构塔式布置，最大连续蒸发量BMCR工况下主蒸汽流量为3091t/h，主蒸汽压力/主蒸汽温度/再热蒸汽温度为27.56MPa（a）/605℃/603℃，额定工况保证热效率93.72%（LHV），由上海锅炉厂有限公司制造；汽轮机为超超临界、一次中间再热、凝汽式、单轴、双背压、四缸四排汽汽轮机，海水冷却、二次循环，额定功率为1000MW，额定主蒸汽压力/主蒸汽温度/再热蒸汽温度为26.25MPa（a）/600℃/600℃，额定背压为5.7MPa（a）/6.7MPa（a），保证热耗7377kJ/(kW·h)，由上海汽轮机有限公司制造；发电机为水氢氢冷却、无刷励磁汽轮发电机，铭牌功率为1000MW，额定容量1112MV·A，功率因数为0.9，由上海汽轮发电机有限公司制造。

总平面采用500kV气体绝缘封闭式组合电器GIS配电装置-主厂房及脱硫设施-圆形封闭式煤场的三列式布置格局。厂区占地面积为28.7hm²。

主厂房采用汽机房-除氧间-煤仓间-锅炉房四列式布置格局，A排距烟囱中心线221.5m，2炉合用1座210m的双管集束式钢内筒烟囱；主厂房采用钢筋混凝土结构，运转层标高17m。

给水系统采用2×50%容量的汽动给水泵，采用50%容量的双列卧式高压加热器；凝结水系统采用3×50%容量立式凝结水泵；机组旁路系统采用100%BMCR高压旁路+65%BMCR低压旁路，另配100%BMCR再热器安全阀，实现机组快速甩负荷FCB功能。

电气主接线采用发电机-变压器组单元接线，500kV GIS屋内配电装置采用3/2断路器接线方式；设置发电机出口断路器；主变压器采用单相变压器，不设备用相；不新设起动/备用变压器，利用一期38MV·A停机/备用变压器做二期事故停机电源；中压厂用电采用6kV一级电压系统。

机组采用炉、机、电采用集中控制方式，每台机组设1套分散控制系统（DCS）。

运行情况　二期工程主要设计指标、性能试验指标及2011年运行指标见表。

设计及性能试验/2011年（至9月底）运行技术指标

项　目	设计值	5号机组	6号机组
发电标准煤耗率[g/(kW·h)]	273	268.6/278.22	268.8/275.95
供电标准煤耗率[g/(kW·h)]	286.8	281.6/291.96	282.0/288.24
厂用电率（%）	4.84	4.61/4.71	4.69/4.27
利用小时（h）	5500	—/4508.86	—/5314.53

ningjie shuibeng

凝结水泵　(condensate pump)　从凝汽器下部热井中将凝结水抽出并将其升压送往回热加热系统或凝结水处理除盐装置的水泵。凝结水泵多采用离心泵，属低压冷水泵，抽吸的是处于真空和饱和状态的凝结水，容易吸入空气和引起汽蚀，因此要求叶轮有良好的轴端密封和抗汽蚀性能，第一级叶轮往往制成双吸式，或者在首级前加装诱导轮。

凝结水泵转速一般为980～1450r/min，吸入口流速不超过1m/s。按级数分，有单级泵——泵轴上只装一级叶轮，也有多级泵——泵轴上装有两级或两级以上的叶轮。按泵轴布置分，有卧式泵和立式泵。不论卧式泵或立式泵都可以做成单级或多级。一般说来小容量机组均采用卧式离心泵，大容量机组多采用立式离心泵。图1为带诱导轮的单级卧式泵，诱导轮前设有带脱气口的进水短管。脱气口与凝汽器相连，保持该处压力与凝汽器相同，有利于水泵正常工作。

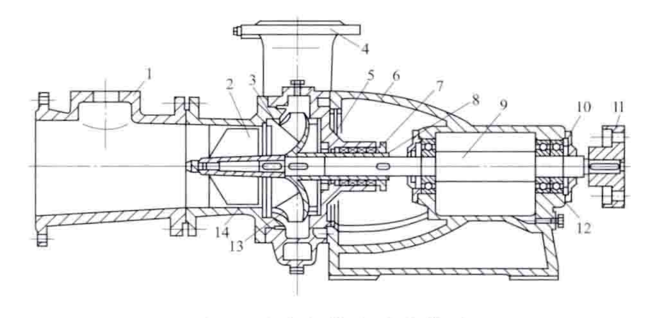


图1　卧式凝结水泵结构图

1—进口短管；2—诱导轮；3—泵盖密封环；4—泵体；5—辅助轴承；6—托架；7—填料压盖；8—轴套；9—轴；10—轴承端盖；11—挠性联轴器；12—轴承；13—叶轮；14—泵盖

图2为大机组使用的二级立式凝结水泵，为筒袋型结构，第一级带诱导轮。这种立式泵的特点是占地面积小，第一级叶轮处于最低位置，增加了泵的倒灌高度，泵的进、出水口在同一水平线上，便于管道布置。

在设置低压凝结水处理除盐装置的凝结水系统中，受除盐设备承压能力的限制，在其后布置与凝结水泵串联运行的凝结水升压泵。

少数300MW及以上机组的凝结水系统中配置凝结水升压泵，凝结水升压泵同样属于低压冷水泵，抽送的是凝结水泵出口并经低压凝结水处理除盐装置后的凝结水。凝结水泵抽吸凝汽器热井内的凝结水克服热井至凝结水升压泵的管道阻力和水位差；凝结水升压泵则要把凝结水输入具有一定标高和压力的除氧器。一般凝结水泵的扬程比凝结水升压泵小，而流量大。

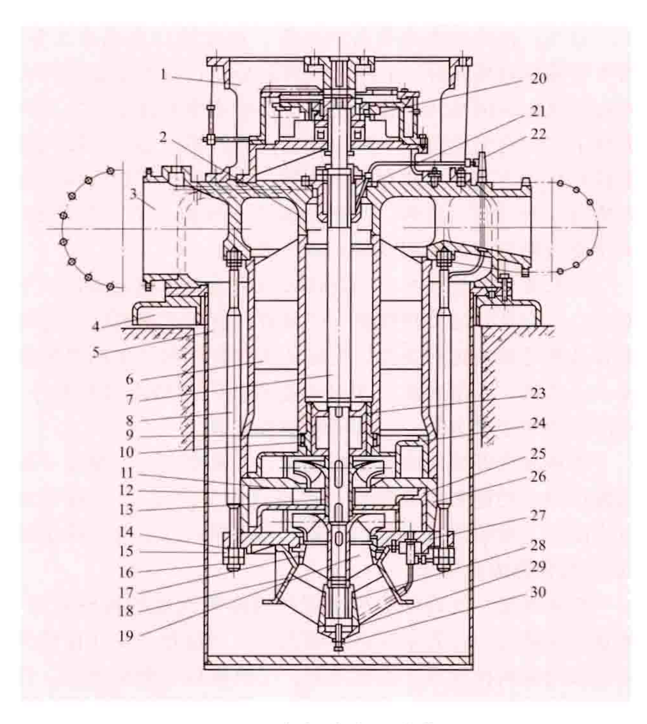


图 2 立式凝结水泵结构图

1—电动机支座；2—密封圈；3—进、出水壳体；4—泵支座；5—外筒体焊接件；6—导叶接管；7—泵轴；8—拉紧螺栓；9—锁；10—平衡圈；11—密封环；12—T 形螺栓；13—级间轴套；14—垫圈；15—螺母；16—盖形螺母；17—诱导轮室衬圈；18—下导轴承座；19—诱导轮；20—推力轴承；21—浮动环装置；22—泵内密封水管路；23—平衡鼓；24—末级导叶；25—中段导叶；26—中段；27—前盖；28—下导轴承；29—下导轴承端盖；30—特殊螺栓（顶轴螺栓）

小型机组的凝结水泵可以采用无水位方式运行，这种运行方式的优点是简单，缺点是凝结水泵长期在汽蚀下运行，叶轮的使用寿命很短，而且不稳定。大型机组的凝结水泵均采用有水位运行，并与凝汽器热井水位联动。

凝结水泵是汽轮机的重要辅机，如发生故障，则热井水位上升，除氧器断水，迫使汽轮机停机，加以凝结水泵的有效汽蚀余量很小，工作条件差，故一般汽轮机配置两台100%容量的凝结水泵，互为备用。凝结水泵多为变频调节。

ningjieshui chuli

凝结水处理 （condensate polishing） 火力发电厂各种可回收的凝结水的处理技术。火电厂的凝结水有汽轮机凝结水、热力系统中的各种疏水，在热电厂还有供热回水。汽轮机凝结水为锅炉给水的主要组成部分，其质量对热力设备的安全、经济运行影响较大。汽轮机凝结水中的杂质一般来自凝汽器的泄漏、热力设备金属的腐蚀和补充水中的杂质等。凝汽器泄漏是火电厂热力设备结垢、腐蚀的重要原因之一，曾发生多起因凝汽器泄漏而造成热力设备损坏的事故。为了保证锅炉给水质量，须将部分或全部凝结水进行处理。1985 年，中国首台凝结水处理除盐系统在姚孟电厂投产。

一般给水含铁量高时，锅炉水冷壁管的结垢速率就较快。特别是对负荷波动较大、起停频繁的调峰锅炉，会有大量氧化铁进入锅炉，加快炉管的结垢速度，解决该问题的办法是设置凝结水处理设备。此外，设置凝结水处理设备，还可以降低机组起动时的用水量，缩短机组的起动时间。

设置原则 设置凝结水处理设备的一般原则是：①由直流锅炉供汽的汽轮机组，全部凝结水应进行精处理，必要时，还应设置供机组起动用的除铁设施。②由亚临界压力汽包锅炉供汽的汽轮机组，全容量凝结水宜进行处理。③由高压锅筒锅炉供汽的汽轮机组，冷却水为海水以及由超高压锅筒锅炉供汽的汽轮机组，冷却水为海水或苦咸水时，可设部分凝结水处理。④由超高压锅筒锅炉供汽的汽轮机组，冷却水为淡水，如承担调峰负荷，可设置供机组起动的除铁设施。⑤当采用带混合式凝汽器的间接空冷系统时，汽轮机组的凝结水应全容量进行精处理，还宜设置供机组起动时专用的除铁设施。⑥当锅筒锅炉给水采用联合或中性加氧处理时，一般要求对全部凝结水进行处理。⑦亚临界和超临界压力直接空冷机组的凝结水宜采用除铁及除盐处理。⑧超高压锅筒锅炉直接空冷机组的凝结水宜采用除铁及除硅处理。

系统构成 凝结水处理系统一般由前置过滤器、离子交换除盐装置和后置过滤器三部分组成。前置过滤器一般有粉末树脂覆盖过滤器、管式过滤器、氢离子交换器和磁过滤器等，其作用是除去凝结水中的腐蚀产物及其他悬浮杂质，保护除盐装置中离子交换树脂不被污染。凝结水离子交换除盐装置，一般为深层混合床净化装置，并采用高流速（120m/h）和体外再生方式。近年发展的粉末树脂覆盖过滤器，主要起前置过滤的作用，对凝结水中的离子态杂质有短暂的去除作用。后置过滤器一般选用树脂捕捉器，用来截留从混合床漏出的树脂或树脂碎粒等杂物。

连接方式 凝结水处理设备与热力系统的连接有三种方式，即低压串联系统、中压串联系统和旁流处理系统。低压串联系统是指凝结水处理设备串联在凝结水泵和凝升泵之间，凝结水净化设备承受的压力较小（一般不超过 1MPa）。中压串联系统是指凝结水处理设备串联在凝结水泵与低压加热器之间，因而凝结水处理设备承受的压力较高（一般为2.5～3.5MPa）。中压串联系统的优点是简化了热力系统，运行操作方便。亚临界及以上压力的机组，可以设计中压串联系统。旁流处理系统能够使凝结水处理设备在恒定流量下运行，消除了各种运行因素造成的流量波动，不需要凝结水泵克服凝结水处理设备的水流阻力，在凝结水处理设备出现故障时不会影响热力系统的运行，可以防止树脂倒流入热力系统。

参考书目

韩隶传，汪德良．热力发电厂凝结水处理．北京：中国电力出版社，2010.

李培元．火力发电厂水处理及水质控制．北京：中国电力出版社，2008.

ningqiqi

凝汽器 （condenser） 接受汽轮机排汽并使之冷凝而建立和保持一定真空的热交换器。凝汽器利用水或空气作为冷却工质，直接或间接同蒸汽接触，将蒸汽凝结成水，在汽轮机排汽口建立和保持一定的真空，使进入汽轮机的蒸汽膨胀到尽可能低的冷端压力，以增加汽轮机中的理想焓降，提高循环热效率。此外，凝汽器还有汇集各种疏水、补给水，储存凝结水的功能。现代大型凝汽器，多具有回热、除

氧功能设计，特别是采取给水加氧运行的机组，凝汽器出水含氧量仍须满足低压加热器的运行要求。

按汽轮机排汽凝结方式不同，凝汽器可分为混合式凝汽器和表面式凝汽器两类。在混合式凝汽器中，汽轮机排汽与冷却水直接混合接触而使蒸汽凝结，其优点是结构简单，制造成本低，能建立高真空。缺点是要求循环水的质量也要等同于凝结水。混合式凝汽器主要用于间接空冷系统。在表面式凝汽器中汽轮机排汽在冷却表面一侧凝结，而冷却工质在冷却表面另一侧流动，互不接触。其优点是能保持凝结水清洁；缺点是消耗大量有色金属，制造成本高。表面式凝汽器可以用水或空气作为冷却介质，用水冷却的优点是传热系数高，能建立高真空，并减小凝汽器尺寸。现代火力发电厂和核电厂的汽轮机组绝大多数都采用水冷的表面式凝汽器，只有少数缺水地区才采用空气冷却。（见空冷凝汽器和空气冷却器）

系统组成　通常凝汽器与循环水泵、凝结水泵、抽气设备以及连接管道组成汽轮机冷端系统（见图1）。汽轮机排汽从进汽口进入凝汽器。冷却水从进水口进入凝汽器，并按箭头方向流经管束，从出水口流出。蒸汽和冷却管接触而凝结，因体积骤然缩小形成真空。凝结水集聚在热井中，并由凝结水泵抽出，送入锅炉给水系统。漏入凝汽系统和汽轮机真空部分的空气集中在凝汽器汽侧，由抽气装置将这些不凝结气体抽出，以维持凝汽器的真空。

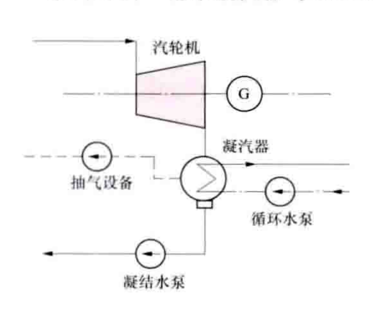


图1　汽轮机冷端系统

基本结构　凝汽器由外壳、水室、管板、隔板、冷却水管等组成（见图2）。外壳通常呈圆柱形或椭圆柱形，大功率汽轮机凝汽器则设计成方箱。外壳两端装有多孔的管板并与端盖连接，在两侧形成水室。冷却水管固定在管板的孔内。在凝汽器内部还装有若干块中间隔板，下部设有热井。为适应现代汽轮机多个排汽口的结构，凝汽器汽侧的连接，有一个单壳体凝汽器和一个排汽口连接或一个单壳体凝汽器和数个排汽口连接这两种基本方案。

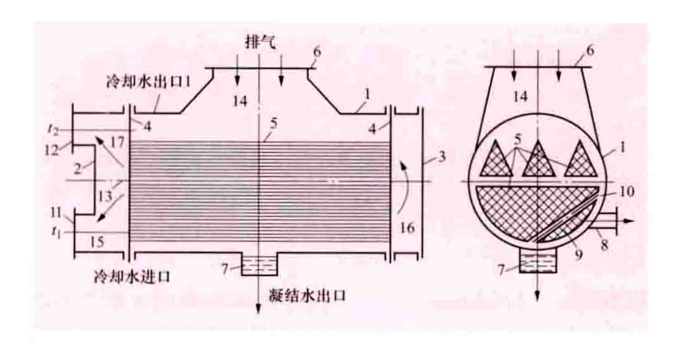


图2　表面式凝汽器的结构简图

1—凝汽器的外壳；2、3—水室的端盖；4—管板；5—冷却水管；6—排汽进口；7—热井；8—抽除空气的管口；9—空气冷却区；10—凝汽器汽空间隔板；11—冷却水进口；12—冷却水出口；13—水室隔板；14—汽空间；15、16、17—水室

分类　按冷却水流程有单流程、双流程和多流程之分；按水室垂直隔板区分，有单一制和对分制；按冷却管排列方式有回热和非回热式；按汽流在冷却管束中的流动方向有汽流向下式、汽流向上式、汽流向侧式和汽流向心式；按汽轮机排汽口压力有单压式和多压式等。火电厂中广泛应用的有双流程、对分制、回热、汽流向侧式和汽流向心式凝汽器。大功率汽轮机有的采用多压式凝汽器。

技术要求和性能指标　现代大机组的凝汽器应满足以下要求：①有良好的传热性能；②具有高度的严密性；③冷却水管具有足够的抗腐蚀性，良好的传热性能和一定的机械强度；④汽阻、水阻和凝结水过冷度小；⑤凝结水含氧量小；⑥清洗冷却水管方便；⑦便于运输和安装。

考核凝汽器性能的主要指标有：①真空度；②端差（凝汽器压力下的饱和温度与冷却水出口温度之差）；③凝结水过冷度；④凝结水含氧量；⑤凝汽器水阻；⑥空冷口排出的汽-气混合物的过冷度。

管束布置　合理的管束布置能提高凝汽器的传热效果。其基本原则是：①管束应有足够大的外围面积，头几排管子最好采用辐向排列或正方形排列；②汽流应有侧向通道，使管束各部分热负荷均匀；③必须设置空气冷却区，有效地冷却空气和未凝结的蒸汽；④凝汽器进口至抽气口的蒸汽空气混合物的流通途径应力求短直，以减少气阻；⑤必须在管束与壳体间加设挡汽板，防止蒸汽不经过主凝结区而进入空气冷却区，以及防止蒸汽空气混合物不经过空气冷却区而直接进入抽气口；⑥应有适当大小的通道，蒸汽能自由进入热井加热凝结水；⑦凝结水和汽气混合物应从不同位置分别引出，相互距离要远些；⑧应在管束之间安置凝结水收集板，避免上排管束的凝结水下落到下排冷却管子上，恶化传热效果。

管束布置的基本型式有：带状管束、教堂窗型单元式管束、辐射型管束、钟罩型管束、平衡降流型管束、块状管束等。

管材选择　合理选择凝汽器冷却水管管材，对有效地提高汽轮机效率和运行经济性以及延长设备寿命，具有重要意义。凝汽器管材一般为多种牌号的铜锌锡合金、不锈钢或钛合金。管材的选择，应根据冷却水质、水质变化情况、腐蚀可能性，并考虑相应的流速、清洁系数、凝汽器结构型式、防腐措施、清洗方法和管材性能价格等，通过技术经济论证或经过试验加以确定。

汽轮机“冷端”优化设计　近代大功率汽轮机凝汽器的设计已成为整套机组乃至整个电厂设计的主要组成部分，凝汽器优化设计，实质就是汽轮机“冷端”最佳参数的选择。汽轮机“冷端”设计与凝汽器、汽轮机低压缸、循环水系统以及地区的气象条件密切相关。汽轮机“冷端”的设计优化应该是以下一些设备参数的优化组合：冷却方式、冷却水温度、汽轮机排汽压力、汽轮机低压缸形式（包括排汽面积、排汽口数目以及末级叶片长度等）、凝汽器冷却面积、管材、管子几何尺寸、冷却水量以及循环水泵等。

汽轮机“冷端”优化设计的经济论证方法基本上有两种：一是维持机组出力不变，冷端设备的改变，引起汽轮机排汽压力的变化，进而使得汽轮机进汽量发生改变，引

起热耗率降低，使燃料费用降低；二是维持汽轮机进汽量不变，冷端设备的改变引起排汽压力变化，进而使汽轮机输出功率增加，供电收入增加。将燃料费用或电费收入的变化值同电厂相应设备投资变化相比，即可确定所要选定的最佳方案。

ningqiqi anzhuang

凝汽器安装 (condenser installation) 凝汽器是火力发电厂中体积和质量最大的辅助设备，一般分成壳体和管材供货，大机组的壳体多是分片供货。凝汽器安装工作主要包括壳体组合就位、穿管胀接、汽侧灌水试验、底部支座安装、颈部与低压缸连接、真空系统严密性检查等工序。

组合就位 凝汽器位于汽轮机低压缸下。散片壳体组合方案必须根据供货和现场情况预先确定。可在厂房外对散片进行部分组合，进入厂房后再组成整体，或者在凝汽器基础上直接组合。组合时凝汽器底部应垫平垫实，对口准确并采取多焊工分段焊接等方案，防止焊接后永久变形。管板隔板组合应互相平行且与底板垂直，板间距离和管孔同心度偏差符合设计要求。组装体运输吊装时防止产生变形。凝汽器就位后进行接颈的组合，大型机组的凝汽器颈部有两个加热器，需要在接颈组合时同时进行穿装。

穿管胀接 凝汽器冷却水管管材多用铜合金、钛或不锈钢等材质（见凝汽器管材）。冷却水管的穿管胀接是凝汽器安装的主要工作，应确保运行时管内的水与蒸汽之间严密不漏，主要包括管材检验、穿管、胀接、焊接等工作。

管材检验 核查化学、物理和热处理报告；做外观检查、涡流探伤或水压试验。

穿管 从水室一端穿入管板，通过各道中间隔板从另一侧管板穿出。需在每道隔板中间设专人监视各道管孔是否对准，穿管时避免冲撞。

胀接 对两端管板孔内冷却管进行扩胀，使管壁压紧并扩胀管板孔，管子是塑性变形，管板孔是弹性变形，利用管板孔回弹力压紧管子达到固定和密封。要求管壁胀薄 4%～6%，不过胀，不欠胀。

胀接顺序 为防止管板上密集的万余管孔受胀造成管板变形，应根据管束分布情况进行胀接分区并安排胀接顺序，先胀接几个分区的部分管子固定管板，再按分区大面积扩胀。

钛管和不锈钢管焊接 钛管和不锈钢管胀接应注意清洁，管板孔和管端需用酒精多次清洗。胀接后先将伸出凝汽器的多余管道切除至只余 0.3～0.5mm，再将管端与管板焊接，焊接使用专用自动焊机进行不填丝熔化氩弧焊。焊后用着色法检查焊缝质量。

汽侧灌水试验 灌水高度在冷却管顶部以上 100mm，维持 24h 无渗漏为合格。

支座安装 凝汽器支座分为弹性支撑和刚性支撑。采用弹性支撑的，凝汽器的膨胀量由支座弹簧吸收，以避免影响低压缸中心。采用刚性支撑的，低压外缸支撑在凝汽器上，随凝汽器膨胀一起向上膨胀。凝汽器在组装时采用临时支撑，组装完毕后改为正式支座均匀受力。采用弹性支撑的，要预先在弹簧底座上安装调整螺栓，调节各调整螺栓顶高弹簧底座直至弹簧受力后抬起凝汽器，到临时支撑不受力时取出临时支撑。弹簧受力的最后调整，需结合颈部连接工作进行。而采用刚性支撑的只需要为刚性支撑配置垫铁，然后进行灌浆工作，待养护期结束后拆除临时支撑即可。

颈部连接 采用弹性支撑的凝汽器，连接前其汽侧按制造厂规定灌水，调节弹簧座的调整螺栓进行对口，并保持凝汽器水平。采用刚性支撑的凝汽器在内部部件安装完毕后即可进行颈部连接。焊接工作应由多名焊工在对称部位施焊，以防止焊接变形，同时在低压缸台板四角安装百分表监视，以便在变形大时及时采取措施。颈部连接后，在支座下配制垫铁和二次灌浆，最后定位。

真空系统严密性检查 在凝汽器所有附件安装完成后通过灌水试验进行真空系统严密性检查，范围不限于凝汽器，还包括低压缸、凝结水泵进口、低压加热器、汽轮机疏水系统等处于真空状态下运行的设备和系统。灌水时需对凝汽器增加临时支撑，灌水高度在低压缸汽封洼窝以下 100mm 处，检查无泄漏为合格。

ningqiqi guancai

凝汽器管材 (material for condenser tubes) 表面式凝汽器受热面管子所用的材料。凝汽器管内侧通入不经处理或经过处理的天然水或再生水作为冷却水，用以冷凝管外的汽轮机排汽。凝汽器管的材料，应能满足以下几点要求：①对冷却水是耐蚀的；②具有良好的导热性能；③具有合适的强度、延伸率等力学性能；④能满足凝汽器结构上及管子安装工艺上的各项要求。凝汽器管材一般为铜合金、纯钛或不锈钢。常用凝汽器管的材料种类和中国材料牌号及标准列于下表。

常用凝汽器管材料种类、牌号与标准

序号	材料种类	材料牌号	材料标准
1	黄铜管	H68A、HSn70-1、HSn70-1B、HSn70-1AB、HAl77-2	GB/T 8890
2	白铜管	BFe30-1-1、BFe10-1-1	GB/T 8890
3	不锈钢管	06Cr19Ni10、022Cr19Ni10、06Cr17Ni12Mo2、022Cr17Ni12Mo2、06Cr19Ni13Mo3、022Cr19Ni13Mo3、06Cr18Ni11Ti	GB/T 20878
4	钛管	TA1、TA2	GB/T 3625

冷却水水质和流速是选择管材的重要依据。冷却水水质包括溶解固体、氯离子浓度、悬浮物及含沙量、污染指标等方面。不同牌号铜合金管材的选用对水质污染指标、悬浮物与含沙量、流速等都有严格要求；不锈钢管材的选用对水质的氯离子浓度有较严格要求；钛管的耐腐蚀性很好，可用于海水水质或有季节性海水倒灌的水质，也可用于有严重污染的淡水水质。

ningqiqi jianlou zhuangzhi

凝汽器检漏装置 (condenser leakage-detection device) 检测凝汽器泄漏的装置，一般在 300MW 及以上容量的发电机组中设置。该装置包括取样架和检漏盘，并就地安装在凝汽器热井附近。

取样架包括取样泵、气水分离器、压力表以及阀门、管道和管件等。

检漏盘包括导电度表（600MW 机组亦有增设钠表）、电导池、阳离子交换树脂柱、流量计、人工取样阀、控制系统、报警系统以及相关的阀门、管道和管件等。当导电度表（或钠表）的读数超过正常范围时，报警系统产生报警信号并送到计算机控制系统或集中控制室。

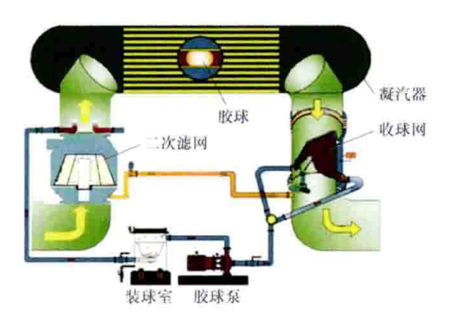
一般每一台凝汽器的两个水室设有 4 个取样点，热井取样泵将水样送到检漏盘上进行分析，余下的经旁路送到凝汽器汽侧或凝结水泵入口。

ningqiqi jiaoqiu qingxi zhuangzhi

凝汽器胶球清洗装置 （condenser tube rubber ball cleaning equipment） 用特制的海绵橡胶球连续通过凝汽器冷却管以清洗管内壁污垢的装置。凝汽器对水侧污垢及冷却管和管板堵塞都非常敏感，很薄的污垢附着层也会使汽轮机出力降低 1%～3%。该装置可使凝汽器在正常工作状态下始终保持冷却管水侧清洁，防止冷却管结垢及避免垢下腐蚀，延长凝汽器使用寿命。

构成 由收球网、胶球泵、分汇器、投球器、胶球、控制柜及相应的阀门和管道组成，循环水中悬浮物较多的机组还配有二次滤网装置，见图。

收球网 从冷却水中回收胶球的设备。收球网由栅格网板组成，网板可绕支承轴转动。含有胶球的冷却水流出凝汽器，进入收球网后胶球被分离，由于胶球泵的作用，收集的胶球通过收球网的胶球引出管，进入胶球泵，再进入装球室。收球网板旋转到反冲洗位置时，网板迎水面将变成背水面，冷却水将聚集在网板上的杂物冲洗掉，以利胶球顺利流动回收，防止网板积球，并减小收球网运行水阻。



凝汽器胶球清洗装置示意图

胶球泵 将胶球从凝汽器出水管（低压）输送到进水管（高压）的专用无障碍离心泵。胶球泵为专用泵，流道宽、不堵塞、不切球，对胶球磨损小。

装球室 向系统中加装胶球和取出胶球的设备。配有观察窗与手孔。具有监视胶球运行状态和加入、取出胶球的功能。

分汇器 一台机组具有 2 个以上凝汽器时，为了节省投资和运行费用，通常配置 1 台胶球泵和 1 台装球室，便需要设有分汇器。分汇器的功能是将几个收球网收集的胶球汇入一个胶球泵入口；或将从一个装球室出来的胶球均匀分配到不同凝汽器进水管。分汇器设有观察孔。

投球器 使从装球室出来的胶球进入凝汽器水室不同位置，保证几乎每根冷却管都能被胶球清洗。

胶球 海绵状橡胶球，用来擦洗冷却管内壁。耐磨损，质地柔软富于弹性，材质均匀，气孔均匀贯通，吸水性能好，湿态时整体相对密度 1.00～1.15，在 5～45℃水中长期浸泡不老化，体积膨胀不超过 10%。普通胶球用于擦洗冷却管内表面软泥垢、微生物膜。外皮粘金刚砂的胶球用于清洗管内硬垢。

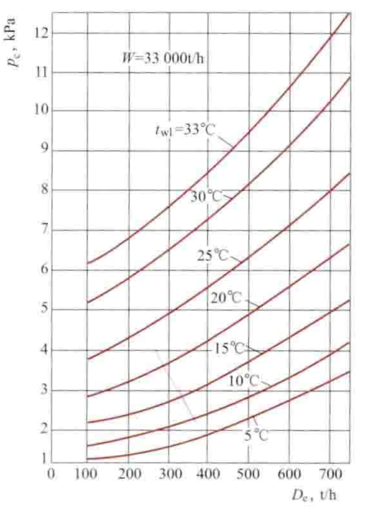
工作原理 选用比冷却水管内径大 1～2mm 的湿态胶球加入装球室，胶球泵将胶球通过分汇器和投球器送入不同凝汽器进水管冷却水中。在冷却水流作用下，胶球被挤进冷却水管，将管内壁污垢擦洗一次，之后胶球随水流进入收球网，被收球网收集后的胶球通过胶球泵抽出，不同收球网的胶球通过分汇器汇集后进入胶球泵，胶球泵将胶球送入装球室后再次循环使用。冷却管内壁经过不断擦洗，管子内表面保持完全清洁，达到最佳传热效果。

投入清洗的胶球数量为凝汽器单侧单流程冷却管数的 7%～13%。每日的清洗次数与每次清洗时间可根据循环水质情况确定，确保冷却管内表面清洁、不结垢。投入胶球清洗时，冷却管内水流速度应保持在 2m/s，偏差±15%以内。对装有二次过滤装置的系统，二次滤网排污与凝汽器投球清洗不宜同时进行。应在二次滤网排污清洗结束后，再投胶球清洗凝汽器。

性能指标 直接指标是收球率。收球率超过 90%为合格，达到 94%为良好，达到 97%为优秀。间接指标是使用后的效果，即使凝汽器端差、真空度、清洁度均能保持其新投用时或大修后的最好指标。

ningqiqi reli texing

凝汽器热力特性 （thermal characteristics of condenser） 凝汽器压力与排汽量、冷却水量及冷却水入口温度之间的相互关系。凝汽器在实际运行中，不同于设计工况，上述参数往往发生很大的变化。排汽量可随汽轮机负荷在很大范围内变动，冷却水量也可随循环水泵运行方式的改变而改变，冷却水温则随季节变化，因而凝汽器压力也会发生变化。把这些参数间的关系用曲线表示，称为凝汽器热力特性曲线（见图），可用于判断凝汽器工作是否正常。从图可知，当冷却水量和入口水温不变时，凝汽器压力随排汽量的减少而降低；在冷却水量和汽轮机负荷（也即排汽量）一定时，凝汽器压力随冷却水入口水温的降低而降低。



凝汽器热力特性曲线图

凝汽器热力特性曲线通常可根据计算或试验的结果进行绘制。用计算方法得到的特性曲线是近似的，但仍有一定的指导作用，利用它可以预测凝汽器在变工况下的运行情况。在进行凝汽器的热力计算时，应同时进行变工况计算，并据以绘出凝汽器热力特性曲线。在进行变工况计算时，凝汽器的一些结构参数（冷却面积、管径等）都是已知

的，可取设计值。计算步骤通常是先给定冷却水量 W，再选取冷却水入口水温 t_{w1} 为某一值，对不同排汽量 D_c 按通常的凝汽器热力计算方法进行计算，求出一条凝汽器压力 p_c 与排汽量的关系曲线；然后选取几个不同的冷却水入口水温，根据同样方法得出一组凝汽器压力与排汽量的关系曲线，这就是在某一给定的冷却水量下的凝汽器热力特性曲线。给定不同的冷却水量，可得出类似的另一组凝汽器热力特性曲线。

ningqiqi yunxing

凝汽器运行

(operation of condenser)　凝汽器的主要任务是凝结汽轮机排汽和形成高度真空、作为热力循环的冷端并回收工质。凝汽器最佳运行是机组经济运行的重要条件。凝汽式汽轮机排汽温度每降低 10℃，装置的热效率可增加 3.5%，凝汽器压力每降低 1kPa，汽轮机功率平均增加 0.7%～1%。影响凝汽器工作的因素除本身结构外，还有真空系统严密性、冷却倍率、冷却水入口温度、管束的清洁度等。凝汽器运行中常发生的问题是真空降低，主要与凝汽系统工作不正常有关，如抽气器故障、循环水量不足、凝汽器满水、处于负压的管路和部件漏入空气等。凝汽器在正常运行中主要应注意的问题有：①最有利真空；②凝结水过冷度；③凝汽器端差；④凝结水水质；⑤凝汽器的运行监视。

最有利真空　在极限真空内提高凝汽器真空度，提高真空所增加的发电量与增加循环水量所多耗的电量之差为最大时，这时的真空为最有利真空。凝汽器最有利真空通常是通过试验确定的。在运行中应调整循环水泵的出水量，保持凝汽器在最有利真空下运行。

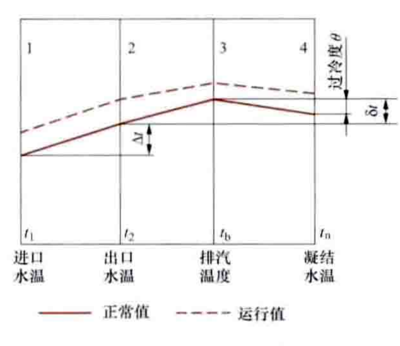
凝结水过冷度　凝结水温度低于汽轮机排汽压力下的饱和温度的度数称为凝结水过冷度。凝结水过冷度大，意味着被循环水带走的热量增加，系统的热经济性下降。另外凝结水过冷，会使水中含氧量增加，引起管道腐蚀。大型现代回热式凝汽器的过冷度为 0.5～1℃。产生凝结水过冷却的原因通常是：①凝汽器水位过高，淹没了下层管束；②真空系统不严密，漏入空气量过大，或抽气设备工作不良；③凝汽器管束排列不当。

凝汽器端差　排汽温度与冷却水出口温度差称为凝汽器端差。对已有的凝汽器，在负荷和冷却水量一定的条件下端差增大，往往是由于凝汽器管束内表面污脏和汽侧积存过量空气所致。端差大使真空恶化，降低了机组运行的经济性。在运行中要注意监视端差的变化情况。如果在机组负荷和冷却水条件都比较稳定的情况下，凝汽器端差的升高，往往是抽气设备工作失常，或真空系统严密性出了问题，应及时查找原因并消除。如果机组在较长时间运行后，端差逐渐增大，则通常是凝汽器管束内表面污脏引起的，应安排清洗。

大型机组凝汽器一般都装有胶球清洗装置（见凝汽器胶球清洗装置），有的装有冷却水反冲洗设备，定期或在需要时投入运行，清洗冷却管，提高传热效果。凝汽器也可以半侧运行，另半侧停用清洗，但这时机组要降负荷运行。

凝结水水质　为了防止蒸汽管路和设备的结垢及腐蚀，必须对凝结水品质进行化学监督。方法是通过仪表在线监测或每班至少进行一次水质化验，监视项目主要是凝结水的硬度、导电度和溶解氧（见水汽质量标准）。硬度和导电度超标说明有循环水漏入，可能是凝汽器管子泄漏，也可能是管子与管板连接处泄漏，需进行检漏，及时堵塞或更换损坏的管子，改进管子与管板的密封。

凝汽器的运行监视　主要是检查当时凝汽器的端差 δt 及冷却水温升 Δt 的大小，并与正常情况比较。一种简便的检查方法是将运行时的进口水温 t_1、出口水温 t_2、排汽温度 t_b 及凝结水温 t_n 与凝汽器正常工作时同一负荷条件下的数值相比较。如图所示，若 1、2 间连线坡度变大，表示冷却水量减少，温升增大；若 2、3 间连线坡度变大，则表明传热情况恶化，管束污脏或结垢；若 3、4 间连线坡度增大，表明过冷度增大，说明空气漏入增多。若真空较正常偏高或偏低，但折线平移，斜率不变，则是冷却水温不同所致，凝汽器工作是正常的。



运行真空监视曲线

nongtian guangai shuizhi biaozhun

农田灌溉水质标准

(standards for irrigation water quality)　为防止土壤、地下水和农产品的污染，保障人体健康，维护生态平衡，促进经济发展，对农田灌溉用水中有害物质的容许含量所做的规定。

中国于 1985 年首次发布了 GB 5084—1985《农田灌溉水质标准》，1992 年进行了第一次修订，2005 年进行了第二次修订，并于 2006 年 11 月 1 日发布实施了 GB 5084—2005《农田灌溉水质标准》。标准规定了对农田灌溉水质的要求、监测与分析方法。

标准将农田灌溉水质控制项目分为基本控制项目和选择性控制项目。基本控制项目适用于全国以地表水、地下水、处理后的养殖业废水及以农产品为原料加工的工业废水作为水源的农田灌溉用水；选择性控制项目由县级以上人民政府环境保护和农业行政主管部门，根据本地区农业水源水质特点和环境、农产品管理的需要进行选择控制，所选择的控制项目作为基本控制项目的补充指标。标准分别对水作、旱作和蔬菜的农田灌溉用水的基本控制项目和选择性控制项目做出规定。基本控制项目包括五日生化需氧量、化学需氧量、悬浮物、阴离子表面活性剂、水温、pH 值、全盐量、氯化物、硫化物、总汞、镉、总砷、六价铬、铅、粪大肠菌群、蛔虫卵数等 16 项。选择性控制项目包括铜、锌、硒、氟化物、氰化物、石油类、挥发酚、苯、三氯乙醛、丙烯醛、硼共 11 项。标准还规定向农田灌溉渠道排放处理后的养殖业废水及以农产品为原料加工的工业废水，应保证其下游最近灌溉取水点的水质符合标准。标准还规定了水质监测与分析方法。

世界多数国家都有该类标准。美国于 1972 年由联邦水质污染控制管理局规定了 29 个控制项目的农田灌溉水质标准。1973 年，美国水质基准委员会对无限期使用和限使用 20 年的各类土壤的农田灌溉水中 18 种微量元素的最大容许浓度做了推荐。日本于 1970 年颁发了农业灌溉水质标准，

控制指标为19项。

nongyong fenmeihui zhong wuranwu kongzhi biaozhun

农用粉煤灰中污染物控制标准 (control standards of pollutants in fly ash for agricultural use) 为防止农用粉煤灰对土壤、农作物、地下水、地面水的污染，保障农牧渔业生产和人体健康，对农业用粉煤灰中污染物质的最高允许含量所做的规定。中国环境保护局于1987年10月颁发GB 8173—1987《农用粉煤灰中污染物控制标准》。该标准适用于火电厂湿排的，并经过1年以上风化的用于改良土壤的粉煤灰。

该标准共规定了农用粉煤灰中总镉、全盐量等11项指标在酸性、中性和碱性土壤中的最高允许含量，如总镉在酸性土壤中最高允许含量为5mg/kg，在中性和碱性土壤中为10mg/kg。农用粉煤灰中污染物最高允许含量见表。标准规定，粉煤灰宜用于黏质土壤，对于壤质土壤和缺乏微量元素的土壤应酌情使用，沙质土壤不宜施用。施用符合该标准的粉煤灰时，每公顷地累计用量不得超过450t（以干灰计），对于同时含有多种有害物质且这些有害物质的含量都接近该标准限值的粉煤灰，施用时应酌情减少用量。

该标准2004年经复审后继续使用。

农用粉煤灰中污染物控制标准值 (mg/kg)

项目		最高允许含量	
		在酸性土壤上（pH<6.5）	在中性和碱性土壤上（pH≥6.5）
总镉（以Cd计）		5	10
总砷（以As计）		75	75
总钼（以Mo计）		10	10
总硒（以Se计）		15	15
总硼（以水溶性B计）	敏感作物	5	5
	抗性较强作物	25	25
	抗性强作物	50	50
总镍（以Ni计）		200	300
总铬（以Cr计）		250	500
总铜（以Cu计）		250	500
总铅（以Pb计）		250	500
全盐量与氯化物		非盐碱土	盐碱土
		300（其中氯化物1000）	2000（其中氯化物600）
pH值		10.0	8.7



paifen fengji

排粉风机 (exhauster) 煤粉制备系统中用以输送干燥剂和煤粉的风机。主要用于中间储仓式制粉系统中，安装在细粉分离器之后。排粉风机的运转使从磨煤机入口到排粉风机入口的整个制粉系统形成负压。从排粉风机出来的乏气，或作为一次风，将给粉机供给的煤粉送入炉膛燃烧；或作为三次风直接喷入炉膛。从细粉分离器出来的乏气（废干燥剂），视分离器效率的高低，含有10%～20%的细煤粉，特别是在负压直吹式制粉系统中，排粉风机安装在粗粉分离器之后，全部煤粉通过排粉风机，故存在严重的磨损问题，必须采取有效的防磨损措施。由于输送的介质含有煤粉，且管路长、流速高、阻力大，需要排粉风机的压力较高，一般在10kPa左右，因而都采用离心式风机。每套制粉系统配备1台排粉风机。

paishui jiance

排水监测 (monitoring of drainage) 间断或连续地监测火电厂外排废水中污染物的浓度，研究、分析其污染现状和变化趋势的工作。

监测点的布设 废水集中对外排放的电厂，采样点应设在总排放厂界外出口处；废水分多路对外排放的电厂，采样点应设在各路废水对外排放出口处；各废水处理系统集中对外排放或分别排放的废水采样点应设置在厂区对外环境排放出口处。火电厂废水监测点一般设在灰场灰水排放口、全厂废水总排口、生活污水排放口和敏感点等，也可在车间各股排水（如酸碱废水、油污水、脱硫废水等）排放口分别设置监测点。

监测项目 按废水排放来源及其性质而定。①灰场排水监测项目为pH值、悬浮物、COD、氟化物、硫化物、挥发酚、总砷、排水量；②工业废水监测项目为pH值、悬浮物、COD、石油类、氟化物、砷、挥发酚、水温、排水量；③生活污水监测项目为化学需氧量（COD）、悬浮物、五日生化需氧量（BOD_5）、氨氮、动植物油、排水量；④脱硫废水监测项目为pH值、悬浮物、COD、氟化物、硫化物、总汞、总镉、总铬、总砷、总铅、总镍、总锌；⑤对于敏感点（地下水）得监测项目为pH值、COD、石油类、氟化物、硫化物、水温、总铅、总汞、总镉。

监测方法 一般采用人工或半自动采样，用统一的标准分析方法进行定期、定点测定。从原理上分，主要有三种方法：①物理法，通过测量各种物理量（热、光、磁、放射性等）对污染物或某些特征值进行监测；②化学法，应用分析化学手段测量水体中污染物的种类和含量；③生物法，利用不同生物对水污染产生的各种反应（群落变化、种群变化、畸形、变种等），判断水体污染的状况。

监测时间与频率 各类排水监测项目的采样周期见下表。监测时可根据本厂的排水情况和有关要求，适当缩短采样周期，事故状态下的采样时间与采样周期可根据实际情况确定。

排水监测采样周期

监测项目	排水种类					
	灰场（灰池）排水	厂区工业废水	厂区生活污水	脱硫废水	敏感点（地下水）	冲灰水
pH值	1次/旬	1次/旬		1次/旬	1次/旬	1次/旬
悬浮物	1次/旬	1次/旬	1次/月	1次/季		1次/月
COD	1次/旬	1次/旬	1次/月	1次/季	1次/季	
石油类		1次/季			1次/季	
氟化物	1次/月	1次/月		1次/月	1次/月	
总砷	1次/月	1次/月		1次/季		
硫化物	1次/月			1次/季	1次/季	
挥发酚	1次/年	1次/年				
氨氮		1次/月	1次/月			
BOD_5			1次/季			
动植物油			1次/月			
水温		1次/月		1次/月		
排水量	1次/月	1次/月	1次/月			
总铅				1次/季		1次/季
总汞				1次/季		1次/季
总镉				1次/季		
总铬				1次/季		
总镍				1次/季		
总锌				1次/季		
总铜						1次/季
总硬度					1次/月	

注：1. 监测项目可根据当地环保管理部门的要求增减。
2. 监测项目根据排水的性质决定。

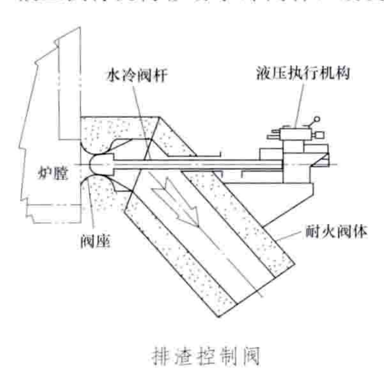
数据处理和评价 按统一规定的方法整理数据，用统一的单位表示分析结果，对测定值的离群值进行检验，以不存在离群值数据的平均值为实测结果，并注明测定结果的准确度（以加标回收率表示）和精密度（用标准差s或变异系数cv表示）。

早期的水质监测是将定点、定期采集的瞬时样品或累积样品送实验室或在现场分析测定，该方法不能反映水质连续的动态变化，不能发现偶然事件引起的水质变化。20世纪80年代初，发达国家相继建立了自动连续监测系统，并使用了遥感、遥测手段，监测仪器用电子计算机遥控，数据用有线或无线传输的方式送到监测中心控制室，经计算机处理，可自动打印成指定的表格，画成污染态势、浓度分布图。自动连续监测系统可以在短时间内观察到空气、水体污

染浓度的变化，预测和预报未来环境质量。当污染程度接近或超过环境标准时，可发布指令、通告，并采取保护措施。这一阶段称为污染防治监测阶段或自动监测阶段。随着监测技术和仪器仪表工业的发展，中国环境水质监测开始向自动化、智能化为主的监测方向发展。

paizha kongzhifa

排渣控制阀 (bottom ash discharge valve) 通过液压执行机构移动水冷阀杆，改变阀芯和排渣口的相对位置，以调节底渣排放速率的控制阀（如图所示）。当流化床锅炉的排渣口设置在炉膛侧墙底部时，可在排渣口处设置排渣控制阀以控制底渣的排放速率。由于阀芯形状为锥形，故又称锥形阀。该阀在法国埃米路希（Emile Huchet）电厂125MW循环流化床锅炉和加尔达讷电厂250MW循环流化床锅炉上得到应用。



排渣控制阀

panche zhuangzhi

盘车装置 (turning gear) 汽轮机起动前和停机后，为避免转子弯曲变形，用外力使转子连续转动的装置。汽轮机起动冲转前，当转子两端轴封开始供汽后，蒸汽便从两端轴封漏入汽缸内，并集中在汽缸上部，使转子和汽缸上下产生温差，若转子不盘动则将产生热弯曲；汽轮机停机后仍具有较高温度，蒸汽聚集在上部或上下部冷却速度不一致，若转子不盘动也会产生热弯曲。另外，通过起动前的盘车，可使汽缸上、下半以及转子温度均匀，膨胀自由，不致发生动、静部件之间碰磨。停机后盘车有助于消除温度较高的轴颈对轴瓦的损伤。当缸温下降到150℃以下时方可停止盘车。

盘车速度可分为高速与低速两种。高速盘车转速为40～130r/min，低速盘车转速为2～10r/min。盘车转速倾向于低速，自动投入和退出均很方便。为了安全，现在均采用转速到零后，自动投盘车的方式。当汽轮机冲转后，转速超过盘车转速后自动脱开。

盘车装置有手动和自动之分。手动盘车曾用于低压给水泵汽轮机上，定时人工盘动转子。大、中型机组大都采用电动盘车装置，它们基本上都可以自动投入和切断。常见的电动盘车装置有螺旋轴式、链轮-蜗轮蜗杆式和伞齿轮式等几种。随着技术发展，现还有用液压传动的盘车装置投入应用。

螺旋轴式盘车装置 如图1所示。电动机通过齿轮传动系统，由啮合齿轮带动盘车齿轮使主轴转动。啮合齿轮内表面铣有螺旋齿，与其传动轴-螺旋轴相啮合，并由操作手柄使之沿螺旋轴左右滑动，即可令盘车装置投入或退出。当汽轮机冲转升速，主轴转速超过盘车转速时，啮合齿轮可自动沿螺旋轴退出，使盘车装置停止工作。

链轮-蜗轮蜗杆式盘车装置 该装置主要由电动机、传动齿轮系统、操纵杆连锁装置等组成（见图2）。该盘车装置可自动投入和手动投入。

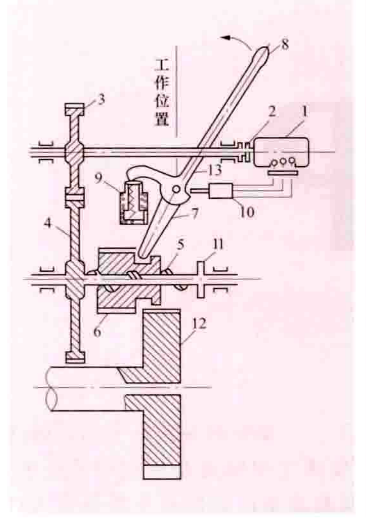


图1 具有螺旋轴的盘车装置示意图

1—电动机；2—联轴器；3—小齿轮；4—大齿轮；5—键杆；6—啮合齿轮；7—摇杆；8—手柄；9—润滑油门；10—行程开关；11—凸垫；12—盘车齿轮；13—保险杆

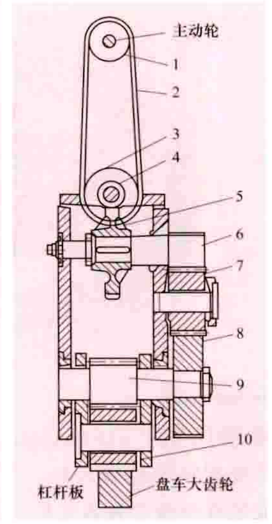


图2 链轮-蜗轮蜗杆式盘车装置示意图

1、3—链轮；2—链条；4、5—蜗轮副；6～9—齿轮组；10—惰轮

自动投入过程如下：当停机时转速逐渐到零后，零转速指示器将压力开关闭合，接通电源，使压缩空气进入执行机构，带动操作杆作顺时针方向转动，使啮合齿轮和盘车齿轮顺利啮合，盘车电动机起动，盘车自投成功。

盘车自动退出过程为：当盘车过程结束之后，汽轮机冲转，使转速升高超过盘车转速3r/min，这时盘车大齿轮所施加的转矩能使啮合齿轮自动脱离啮合，并使操纵杆向着退出位置移动，这时盘车电动机开关跳闸，压缩空气被切断。

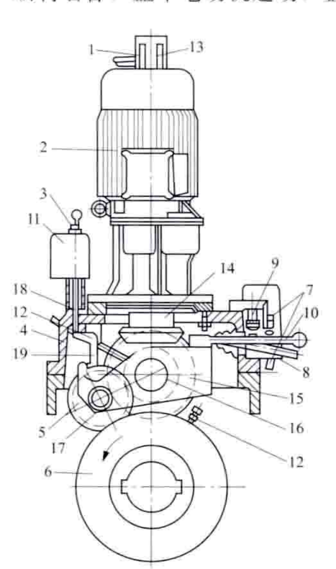


图3 伞齿轮式盘车装置

1—护罩；2—电动机；3—推钮；4—壳体；5—小齿轮；6—大齿轮；7—极限开关；8—设定螺丝；9—永久磁铁；10—切换杆；11—电磁铁；12—速度探头；13—手动盘车六方；14—小伞齿轮；15—大伞齿轮；16—驱动轮；17—切换臂；18—释放杆；19—搭扣

伞齿轮式盘车装置 阿尔斯通公司620MW汽轮发电机组用盘车装置如图3所示。电动机2通过联轴器带动小伞齿轮14。而它又带动大伞齿轮15，在大伞齿轮轴上套有小齿轮16，由它再带动切换小齿轮5，而前者又驱动汽轮机主轴上的盘车大齿轮6。切换小齿轮5的轴固定在切换臂17上，而切换臂的旋转中心在驱动小齿轮16上。

液压马达盘车装置 液压马达盘车装置如图4所示，主要由液压调速马达、

图 4　液压马达盘车装置

1—液压齿轮马达；2—特殊外形轴；3—泄漏油管；4—端盖；5—联轴法兰；6—球形轴承；7—轴承座；8—缸体；9—缸体环；10—超速离合器；11—轴承；12—滑环轴；13—轴；14—顶轴油管；15—回油管

超速离合器、中间轴和必要的轴承和紧固件组成，液压调速马达由顶轴油直接驱动，在液压马达的供油管上装有可调节的节流孔，当顶轴油系统投入运行时，盘车装置即投入，通过调整节流孔可调节盘车转速。液力马达通过有齿轴和法兰转动超速离合器的外座圈，外座圈由护环和两个滚动轴承支承在壳体内，超速离合器的内座圈直接紧固在中间轴的端部上。

该盘车装置是自动啮合的、且配有超级离合器，能够在汽轮机冲转达到一定转速后自动退出，并在停机时自动投入，故其安全可靠性及自动化程度非常高。

采用SSS离合器的盘车装置　是一种通过齿轮元件传送功率的全自动装置（见自动同步离合器），在输入轴的转速超越输出轴转速的瞬间，离合器开始自动啮合。一个棘爪作用的螺旋滑动机构使离合器的主动齿与被动齿进入平滑的正向啮合。当输出轴转速超越输入轴转速的瞬间，螺旋滑动机构产生反向的扭矩，离合器将自动脱离啮合状态。因此采用SSS离合器的盘车装置可以做到自动投入或退出，即当汽轮发电机转子速度低于盘车转速时，可以起动盘车电动机使SSS离合器投入工作状态，反之，离合器自动退出工作状态。

peiqi jigou

配汽机构

（steam distributing gear）　调节汽阀和提升汽阀机构的总称。承担分配进入汽轮机蒸汽的任务。

调节汽阀　调节汽阀类型很多，图1所示为常用的球形阀、锥形阀和带预启阀的调节汽阀。球形阀通流面积与汽阀升程关系呈线性，提升力大，常用于中小型汽轮机。锥形阀初始升程通流面积变化缓慢，节流锥脱离阀座后通流面积迅速增加，提升力较大，常用于中小型汽轮机作为第一只开启的调节汽阀。在一般调节汽阀基础上制成的双座阀提升力虽小，但严密性较难保证，一般较少采用。为了克服调节汽阀阀芯前后压差大，需要较大提升力开启的缺点，大、中型汽轮机上常采用带预启阀的调节汽阀，以降低汽阀前后压差，减小汽阀提升力。汽轮机上常用的调节汽阀还有盘形阀、凹口阀、直流阀等（见图2）。盘形阀和凹口阀气动性能和消振性能均优于球形阀，直流阀消振性能好，流量特性变化平缓，利于汽轮机的起动和并网，在大型汽轮机和核电汽轮机上应用较多。

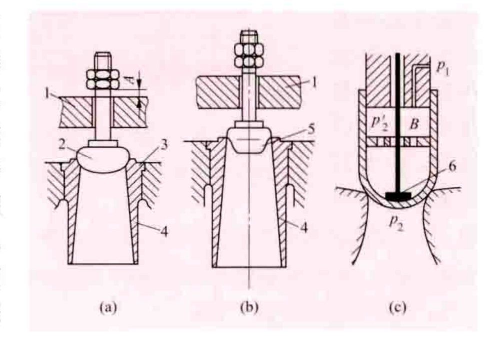


图 1　调节汽阀形状示意图

(a) 球形阀；(b) 锥形阀；(c) 带预启阀的调节汽阀

1—提板；2—阀芯；3—阀座；4—扩压管；5—节流锥；6—预启阀

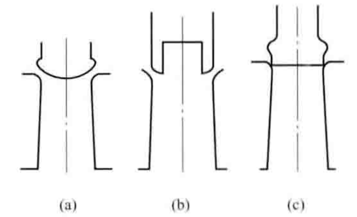


图 2　调节汽阀示意图

(a) 盘形阀；(b) 凹口阀；(c) 直流阀

汽阀提升机构　一般汽轮机有数个调节汽阀，油动机借助提升机构按规定顺序开闭汽阀，调整汽阀重叠度，实现平稳线性的流量特性，以及实现节流调节或喷嘴调节进汽方式。提升机构有提板式、凸轮式和杠杆式。提板式提升机构的调节汽阀开启顺序，是由调节汽阀阀杆上螺帽的位置决定的，汽阀的关闭依靠阀芯的重力和蒸汽作用力。这种提升机构简单，多用在中低压参数的小机组上；凸轮式提升机构借助连杆系统和齿轮轴转动，以各自凸轮的型线变化来控制各汽阀的开度，汽阀可依靠弹簧关闭，能获得平稳的流量特性，但安装调整较为复杂；杠杆式提升机构是采用调节汽阀由杠杆与油动机相连，杠杆上开有长孔，用以控制各汽阀的开启顺序，汽阀可依靠弹簧力关闭，安装调整方便，但油动机的工作环境温度较高。在现代大功率汽轮机电液调节系统中，由于采用电凸轮设计，可取得更加平稳、线性的流量特性，并多采用每个调节汽阀自带一台油动机，便于变换节流、喷嘴进汽调节方式，实现阀阀管理功能。

penguan

喷管

（nozzle）　使流体增速的变截面流道。压差是促使流体流动的先决条件，但是只有压差的存在还不足以保证有效发挥其加速作用，需要一个特殊形状的通道，即喷管，以保证流体按一定流线发生状态变化，减少流动中的不可逆性，达到高效能量转换。

渐缩喷管与渐扩喷管　控制通道截面变化规律的依据是能量方程、连续性方程和流体的状态方程。根据能量方程，在对外不做功的绝热流动中，流动速度的增加，依靠的是焓的降低和与之相应的压力的降低。在稳定的不可压缩流体的

流动中，流体的密度在任何截面上都是保持不变的，按连续性方程的要求，流体的流速与通道截面具有非常简单的关系，即截面减小时流速增加，反之亦然。但是在可压缩流体的流动中，流体流速和流体密度是同时变化的，前者增加，后者减小，二者对通道截面大小的要求是相反的。当流速较低时，密度受压力的影响较小，接近于不可压缩流体，这时，为了增加流速就必须使通道截面逐渐收缩。截面逐渐收缩的通道就称为渐缩喷管。理论上可以证明，对于等熵流动，当流速达到流体在当地的声速后，速度的继续增加将导致密度的更快减小，这时必须使通道截面逐渐增大，才能保证流速进一步增加。这后一段喷管，叫做渐扩喷管。

缩放喷管　在同一截面上，流体流速 c 与声速 a 的比值叫做马赫数，即 $M=c/a$。根据上述可知，对于不可压缩流体或马赫数小于 1 范围内的可压缩流体，为了增加流动速度，只需使用渐缩喷管。如果可压缩流体初始马赫数大于 1，那么为了继续加速，除了压差条件外，还需要使用渐扩喷管。为了在足够的压差下使可压缩流体，从静止或从亚音速增至超音速，则喷管的截面沿流动方向应是先缩后扩，这种喷管叫做缩放喷管，也称拉瓦尔喷管。渐缩段和渐扩段的交界截面叫做喉部截面，等熵流动在这个截面上达到声速，即马赫数达到 1。

滞止参数　水平通道内不做功的绝热流动中，流体动能与其焓之和为一常数，随着流体流速的降低，焓值升高，在流速为零时，其焓达到最大值，称为滞止焓。流体在等熵条件下流速减至为零时的所有状态参数叫做滞止参数，如滞止压力、滞止温度等。

临界参数　在喷管流动中，马赫数等于 1 的截面叫做临界截面，在临界截面上的流速叫做临界流速，临界截面上的压力与滞止压力之比，叫做临界压力比。例如，空气和水蒸气的临界压力比分别约为 0.528 和 0.546。临界压力比是一个重要的数值。如果流体初速为零，且终压与初压之比大于临界压力比，则只需使用渐缩喷管，可在喷管出口处获得亚声速气流；若终压与初压之比小于临界压力比，则需使用缩放喷管，才有获得超音速气流的可能。

喷管中的流速　对于绝热喷管的喷管中流体动能的增加等于其焓值的降低，据此就可以算得喷管出口处流体的流速。但在终压与初压之比（压比）给定的条件下，只有等熵流动焓降才最大，相应的流速也最高。一般，由于喷管的不完善性，达不到此理想流速。实际流速与理想流速之比，叫做喷管的速度系数，其值一般在 0.93～0.99 之间。

在喷管条件给定的情况下，压比的变化将改变流体的流速。设有一个渐缩喷管，流体在入口处的速度、压力、温度等一定，那么随着终压的降低，其出口流速必然升高。不过，当出口的马赫数达到 1 时，继续降低终压，流速将不再升高。换言之，渐缩喷管出口的最高速度就是出口截面的声速。

如果缩放喷管的入口流速、压力、温度不变，而终压从设计值降低，其出口截面的流速则不受影响。反之，若终压从设计值升高，升高值不多时不会影响到喷管出口处的流速，但若升高到一定程度，则将在喷管出口截面附近处形成冲波，并随着压比的进一步升高，冲波逐渐移至喷管的内部截面，从而使喷管出口截面的流速降低。

喷管的流量　对于渐缩喷管，保持初始压力不变，降低压比将使其流量升高，乃至达到临界压力比，流量达到该初压下的最大值，进一步降低压比，流量不会继续升高。对于缩放喷管，在初始压力给定的条件下，当压比低于设计值时，压比的降低不会使流量升高，压比略高于设计值，也不会影响流量，只有当压比比设计值高出很多，致使冲波面波及喷管喉部时，流量才开始降低。

penshui jianwenqi

喷水减温器

（spray type desuperheater）　将水直接喷入过热蒸汽中进行减温的装置。因喷入的水直接与蒸汽混合，故对水质要求较高。给水品质好的锅炉，可直接用给水作为减温水；给水品质较差的锅炉，可用自制冷凝水作为减温水。再热蒸汽减温水由给水泵中间级抽取。

喷水减温器要求对水有较好的雾化性能，易于调节控制，结构简单和运行可靠。为了避免喷入的水滴与管壁接触引起热应力而产生疲劳破坏，在减温器内装有保护套管，其长度应大于水滴蒸发段的长度，一般为 3～5m。

喷水减温器按喷头的结构型式主要有文丘里式、旋涡式和笛形管式等。

文丘里式喷水减温器（见图 1）　采用文丘里喷管可以增加喷水与蒸汽的压差，扩大调温范围，常用于自制冷凝水喷水减温系统。文丘里喷管喉口处布置多排 $\phi3\sim\phi5$ 的小孔，喷射水速通常为 1～5m/s，也可大于 10m/s。喷管喉口处蒸汽流速为 60～80m/s，以利于喷水的雾化。这种减温器喉口处水室内外壁温差多变，易造成水室疲劳破坏，故不宜用于给水喷水的减温系统。

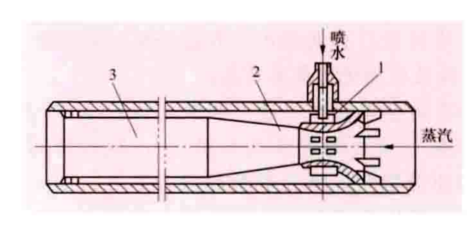


图 1　文丘里式喷水减温器
1—水室；2—文丘里喷管；3—混合管

旋涡式喷水减温器（见图 2）　这种减温器雾化质量较好，减温幅度较大。旋涡式喷嘴以悬臂的方式悬挂在减温器中，喷嘴在高速蒸汽流横向绕流冲刷下，在其背面产生卡门涡流，若卡门涡流的激振频率 f_k 与喷嘴的固有振动频率 f_n 重合，即 $f_k/f_n=1$ 时，即发生共振，致使喷嘴断裂而损坏。设计时应控制 $f_k/f_n\leqslant 0.75$。这种减温器已很少采用。

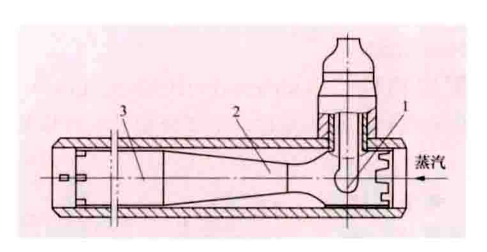


图 2　旋涡式喷水减温器
1—旋涡式喷嘴；2—文丘里喷管；3—混合管

笛形管式喷水减温器（见图 3）　喷孔直径为 5～7mm，喷水速度为3～5m/s。喷管上下两端固定，稳定性较好。这种减温器结构简单，制造维修方便，广泛用于各种型式的锅炉中。

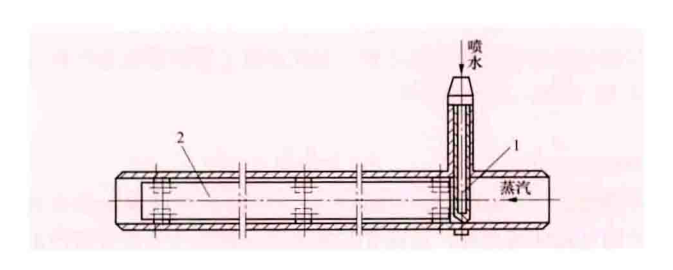


图 3 笛形管式喷水减温器

1—笛形喷管；2—直混合管

pilao

疲劳 (fatigue) 材料或部件在长期交变载荷持续作用下产生裂纹，直至失效或断裂的现象。其特点是破坏应力远低于材料在单向拉伸下的断裂应力，而且疲劳断裂时不产生明显的宏观塑性变形，易造成灾难性的事故。在机械、动力、宇航等工程中，约有 50%～90%的部件失效归咎于疲劳。疲劳的主要类型有高周疲劳与低周疲劳；加载方式有旋转弯曲疲劳、拉—压疲劳、拉—拉疲劳、扭转疲劳、热疲劳等；考虑环境因素有腐蚀疲劳、高温疲劳等。

1829 年，德国人 J. 阿尔贝特（J. Albert）就对矿山卷扬机的疲劳断裂进行了试验研究。1839 年，法国人 J. V. 蓬斯莱（J. V. Poncelet）在巴黎大学讲课时首次使用了金属疲劳这一概念。1852 年，德国人 A. 沃勒（A. Wöhler）为解决机车车辆部件的疲劳断裂，首次对钢铁材料进行了较系统的旋转弯曲疲劳试验。

循环应力的类型和基本参数 交变载荷在材料或部件中产生循环应力，图 1 所示为几种典型的循环应力变化规律。图中 σ_{max} 和 σ_{min} 是循环应力的最大、最小代数值；$\sigma_m=(\sigma_{max}+\sigma_{min})/2$ 为平均应力；$\sigma_a=(\sigma_{max}-\sigma_{min})/2$ 为应力幅；$R=\sigma_{min}/\sigma_{max}$ 为应力比，也称循环特征系数。当 $R=-1$ 时为对称循环，$R=0$ 时为脉动循环，$1>R>-1$ 时称非对称循环。应力循环的概念同样适用于应变循环，只需把 σ 改为应变 ε 即可。

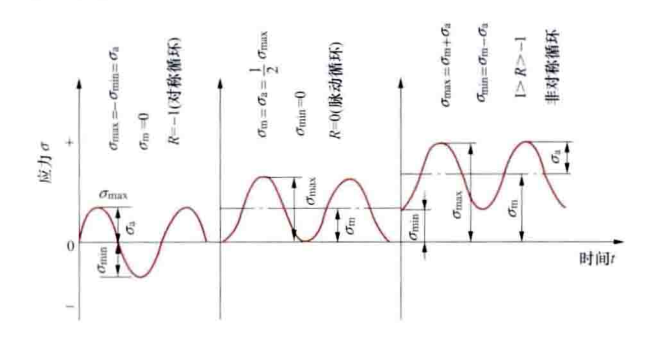


图 1 几种典型的循环应力类型

高周疲劳 低应力［$\sigma_a<\sigma_s$ 甚至 $\sigma_a<\sigma_e$（σ_s 为屈服强度，σ_e 为弹性极限）］、高频率、长寿命（失效循环数 $N_f>10^7$）下的疲劳（见图 2 中大于 10^5 部分）。其破断特点是突发性、高度局部性及对缺陷和应力集中的敏感性。高周疲劳的强度判据是疲劳极限。

疲劳曲线（σ-N 曲线） 反映加载应力幅度与失效周次关系的曲线（见图 2）。可用一组相同的标准样品，在不同的应力幅下进行疲劳试验，然后将 σ_a 与对应的失效循环数 N_f 在单对数或双对数坐标上描点画图，即可获得该材料的 σ-N 曲线（见图 2）。试样经"无数次"循环后不发生疲劳破坏的最大应力称为疲劳极限。疲劳极限的大小与应力比 R 有关，通常用 σ_R 来表示。对于钢材，一般规定 $N_f\geqslant10^7$ 次时的应力为疲劳极限；对于铝合金等有色金属，其疲劳曲线无明显水平段，一般规定 $N_f\geqslant(5\sim10)\times10^7$ 次时的应力为疲劳极限，称为条件疲劳极限。

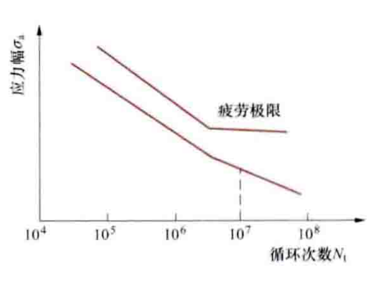


图 2 材料的疲劳曲线

P-*σ*-*N* 曲线 具有某一破坏概率 $P(N)$ 的 σ-N 曲线。在同一应力幅 σ_a 下进行多个样品的疲劳试验，结果表明失效循环数 N_f 以对数正态函数的形式分布在一个寿命分散带上。把不同应力幅下相对于失效循环数 N_f 的概率在单对数坐标上描点画线，就获得了材料的 P-σ-N 曲线（见图 3）。在 P-σ-N 曲线上可给出某一应力幅下材料的安全寿命，可用于部件的有限寿命设计。

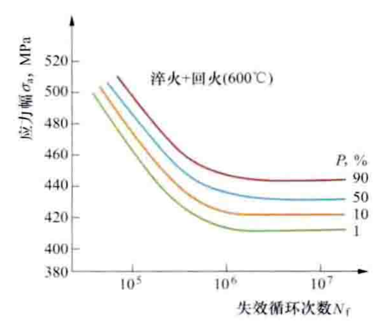


图 3 45 钢的 *P*-*σ*-*N* 曲线

低周疲劳 循环应力接近或超过材料的屈服强度，失效循环数通常在 10^5 以下，也称为应变疲劳或塑性疲劳。低周疲劳试验通常在控制恒应变条件下进行，材料的应力-应变滞后回线主要由塑性应变产生，回线的面积表征了在一个循环加载中消耗的不可逆的能量。

循环硬化与软化 在控制应变循环下，应力峰值随循环数的增加而上升，或在控制应力循环下，应变幅度随循环数的增加而减少的现象称为循环硬化；反之则称为循环软化。当材料的抗拉强度与屈服强度比值大于 1.4 时，发生循环硬化；抗拉强度与屈服强度比值小于 1.2 时，发生循环软化。

疲劳裂纹的产生和扩展 在循环加载中，首先在多晶体材料中处于最大切应力的晶粒表面诸如滑移带等处产生疲劳裂纹，在随后的循环加载过程中开始长大扩展。裂纹扩展的第一阶段，疲劳裂纹沿具有最大切应力的滑移面长大（晶体学扩展）；第二阶段沿着垂直于最大正应力的方向扩展（非晶体学扩展，见图 4），疲劳断口形成三个区，即疲劳源、裂纹扩展区（具有疲劳特点的同心弧线贝壳状花样，每一弧线为应力交变所造成的裂纹扩展前沿线）和最后静断区。

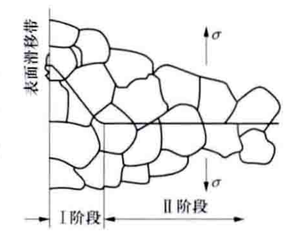


图 4 疲劳裂纹产生与扩展示意图

疲劳裂纹扩展速率 da/dN 与交变应力强度因子范围 ΔK

的关系可用帕里斯（Paris）公式来描述，即 $da/dN = A(\Delta K)^n$，式中 A、n 为材料常数。

火电机组的疲劳现象 火电机组中有许多部件在运行中伴随有疲劳载荷，如高速旋转的汽轮机转子、叶片、发电机转子等。由于承受交变的弯曲应力、扭转应力或热应力、异常的振动等，会导致这些部件的应力集中部位产生疲劳裂纹。机组在起停、调峰运行工况下，这些部件还会叠加上由于起、停在应力集中处使局部交变应力过大而造成低周疲劳。汽水分离器、锅筒、联箱等部件接管部位等也会产生由于起/停和调峰运行引起的低周疲劳。开展火电机组部件的疲劳寿命研究对保障火电机组的安全运行具有重要的技术指导意义。

参考书目

王学武．金属力学性能．北京：机械工业出版社，2012.

pingheng changshu

平衡常数 （equilibrium constant）

化学平衡的定量标志，其数值取决于具体的反应及反应时的温度，可由实验或计算确定。

判断反应速度大小的一个重要定律是质量作用定律。所谓反应速度，是指单位时间内由于化学反应而造成的反应物质浓度变化的速度。质量作用定律指出，在一定温度下，化学反应的速度与发生反应的所有反应物的浓度的乘积成正比。设某一化学反应的反应式为

$$A_1 + A_2 \rightleftharpoons A_3 + A_4$$

式中 A_1、A_2 为正反应的反应物；A_3、A_4 为逆反应的反应物。根据质量作用定律，正反应的反应速度可表示为

$$\omega_1 = k_1 C_1 C_2$$

式中 k_1 为比例常数，称为反应速度常数；C_j 为单位容积中物质 j 的摩尔数，代表物质 j 的浓度。与此相似，逆反应的反应速度为

$$\omega_2 = k_2 C_3 C_4$$

如果化学反应方程式的形式为

$$\alpha_1 A_1 + \alpha_2 A_2 \rightleftharpoons \alpha_3 A_3 + \alpha_4 A_4$$

则质量作用定律可表示为

$$\omega_1 = k_1 C_1^{\alpha_1} C_2^{\alpha_2}$$

$$\omega_2 = k_2 C_3^{\alpha_3} C_4^{\alpha_4}$$

当正反应速度 ω_1 和逆反应速度 ω_2 相等时达到化学平衡。此时有

$$k_1 C_1^{\alpha_1} C_2^{\alpha_2} = k_2 C_3^{\alpha_3} C_4^{\alpha_4}$$

比值 $K_C = \frac{k_1}{k_2} = \frac{C_3^{\alpha_3} C_4^{\alpha_4}}{C_1^{\alpha_1} C_2^{\alpha_2}}$ 为平衡常数，其中，各种物质的浓度 C_1、C_2、C_3、C_4 均指达到平衡时的浓度值。

在给定的温度下，对于任一理想气体化学反应具有确定的平衡常数，它只是温度的函数。平衡常数的数值越高，表示反应进行得越完全。

对于理想气体组成的化学反应系统，平衡常数可以用各气体的分压 p_j 表示为

$$K_p = \frac{p_3^{\alpha_3} p_4^{\alpha_4}}{p_1^{\alpha_1} p_2^{\alpha_2}}$$

此外，根据理想气体状态方程，参与反应的各气体的浓度可以表示为 $C_j = N_j/V = p_j/R_M T$，所以平衡常数也可以表示为

$$K_C = K_p (R_M T)^{-\Delta N}$$

式中 R_M 表示通用气体常数；ΔN 表示反应前后生成物的摩尔数与反应物的摩尔数之差。上式表明了平衡常数的两种形式 K_C 和 K_p 之间的关系。

pinghengpan

平衡盘 （balance piston）

汽轮机中设置在调节级叶轮与前轴封之间，用以平衡转子轴向推力的等直径的凸起台阶，又称“平衡活塞”。平衡盘上作用的轴向推力可以平衡掉转子上一部分顺汽流方向的轴向推力，以减少推力轴承的载荷。

设调节级汽室处压力为 P_C，转子直径为 D_C；高压缸排汽压力为 P_E；前轴封处转子直径为 D_p，则采用平衡盘所产生的负推力 T 为

$$T = \frac{\pi}{4}(D_{dp}^2 - D_C^2)P_C - \frac{\pi}{4}(D_{dp}^2 - D_p^2)P_E$$

因此，平衡盘的直径 D_{dp} 与所需要的负推力 T 直接有关。

Putian Fadianchang

莆田发电厂 （Putian Power Plant）

位于福建省莆田市秀屿区东庄镇。电厂安装 4×350MW 级燃气-蒸汽联合循环发电机组，是福建省液化天然气（LNG）接收站的配套项目之一，也是中国大陆最大的燃气电厂。厂址毗邻 LNG 接收站，是中国大陆首个实现厂站一体化建设的燃气电厂。1 号机组于 2007 年 6 月 9 日开工，2008 年 12 月 13 日投产，2～4 号机组分别于 2009 年 4 月 27 日、2010 年 3 月 30 日、2010 年 7 月 6 日投产。发电厂外貌见下图。



莆田发电厂外貌

工程特点　燃气轮机、蒸汽轮机和发电机采用引进技术国产化 F 级燃气-蒸汽联合循环机组，单轴布置，由东方电气集团公司制造。联合循环保证工况出力 385.88MW、发电效率为 56.68%。燃气轮机为 M701F 型，额定转速为 3000r/min，压气机叶片 17 级，压比为 17，燃烧室环形布置，燃烧器 20 个，透平叶片 4 级，第一级喷嘴入口温度为 1400℃，燃气轮机排气温度为 595℃、压力为 3.3kPa（g）；蒸汽轮机为三压、再热、双缸、下排汽，末级叶片长度为 762mm；发电机额定容量为 482MV·A，额定电压为 20kV，功率因数为 0.85，自并励静态励磁，全氢冷；立式余热锅炉采用自然循环、三压、再热、无补燃、露天布置，锅炉效率为 85.52%，高/中（含再热）/低压蒸汽流量为 282.15t/h/309.72t/h/48.97t/h、压力为 10.49MPa/3.446MPa/0.477MPa、

温度为540℃/568℃/245.4℃，排烟温度为89℃。

总平面采用500kV配电装置-主厂房两列式布置格局，集控楼毗邻主厂房固定端布置，循环水泵房布置在厂区南部的岸边靠近LNG接收站，电厂行政管理区和生产区场地分台阶布置。厂区占地面积为13.90hm^2。

主厂房采用燃机房-余热锅炉两列式联合整体厂房布置格局，联合循环机组为单轴高位布置、底部进气方式。A排距烟囱中心线111.8m；主厂房采用钢结构、双跨结构，总跨度62m（发电机间24.5m+汽机燃机间37.5m），长度为160m，分三层布置，运转层标高13m。

热力系统高、中、低压主蒸汽系统采用单元制，高、中、低压均采用100%汽轮机旁路系统；每台机组设置2×100%容量的电动液偶调速高压给水泵和2×100%容量的中压给水泵；凝结水系统设置2×100%全容量凝结水泵，每台泵配置一台变频器。

循环冷却水系统采用扩大单元制直流供水系统，每2台机组配3台循环水泵，通过挖明渠引水至取水前池，4台机组合建1座岸边泵房。

电气主接线系统采用发电机-变压器组单元接线，500kV气体绝缘封闭式组合电器（GIS）配电装置采用3/2断路器接线方式；发电机出口设置断路器；有载调压双卷高压备用变压器引自该厂500kV配电装置，4台联合循环机组配两套变频起动装置；中压厂用电采用6kV一级电压系统。

控制系统每2台机组设一套分散控制系统（DCS），4台机组公共系统设置一个公用DCS网。全厂外围公用系统采用可编程逻辑控制器（PLC）控制，并组成辅控系统网。

运行情况　工程主要设计指标、性能试验指标及2010年运行技术指标见表。

设计及性能试验/2010年运行技术指标

项　目	设计值	1号机组	2号机组	3号机组	4号机组
联合循环热耗率[kJ/(kW·h)]	6351	6304/6612	6334/6639	6340/6652	6317/6622
供电热耗率[kJ/(kW·h)]	6481	6390/6726	6419/6753	6426/6766	6404/6736
厂用电率（%）	2	1.35/1.70	1.33/1.70	1.34/1.70	1.36/1.70
利用小时（h）	4000	—/2777	—/3571	—/2237	—/1053

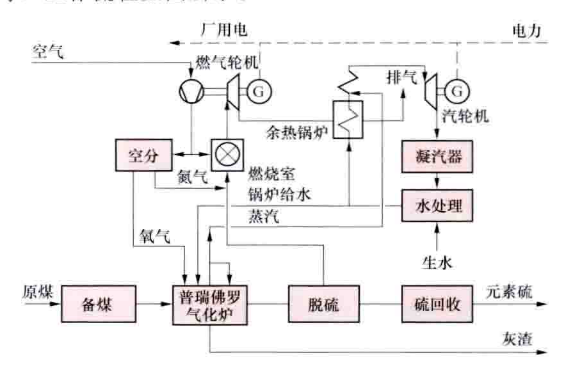
Pu'aituolanuo IGCC Shifan Dianchang

普埃托拉诺IGCC示范电厂　（Puertollano IGCC Demonstration Power Plant）　位于西班牙中部，马德里以南约200km处，由欧盟参与组织和实施的IGCC示范项目。

建设概况　1992年4月，西班牙成立总部设在马德里的埃尔柯格斯（Elcogas S.A.）合资股份公司，作为业主承担示范机组的建设、管理和运行。股份主要来自西班牙、法国、葡萄牙、意大利、英国等国的六家公司，其余股份来自设备供应商。欧盟在兆卡能源支持（Thermie）计划中资助该示范项目5000万欧元。电厂建成单位造价2900美元/kW（含建设期利息）。1994年4月开工，1997年开始调试。

设计指标　设计燃料为各50%的当地高灰分煤（灰分47.1%）和高硫石油焦（含硫5.4%）的混合燃料。厂址附近有一露天煤矿，煤可直接运送到厂，石油焦来自1km外的雷普索尔（REPSOL）炼油厂。机组毛功率335MW，其中燃气轮机200MW，汽轮机135MW，净功率300MW，厂用电率10.45%，净效率45%。在6%含氧量的条件下，SO_2排放浓度小于25mg/m^3，NO_x排放浓度小于150mg/m^3。

热力系统和工作过程　采用高度整体化的热力系统，主要包括煤气化系统、煤气净化系统、空分系统、联合循环系统等，工作流程如图所示。



普埃托拉诺IGCC示范电厂工作流程

煤气化系统　采用德国克虏伯-柯勃斯（Krupp-Koppers）公司开发的普瑞佛罗（Prenflo）气化炉，为干粉加料、液态排渣、氧气气化的加压气流床气化技术。单炉容量2640t/d。燃料通过两列并联的磨煤和干燥系统，制备成干粉，其中75%的颗粒小于100μm，含水量低于2%。根据灰熔点要求加入适量石灰石，以降低液态渣的黏性。经一系列锁斗的作用，煤粉在比气化炉压力约高出0.5MPa的条件下，通过四个水平布置的喷嘴与纯度85%的氧气和水蒸气一起进入气化炉炉膛。供氧量应根据煤质和炉膛温度来确定。气化压力2.5MPa，煤气主要成分为CO、H_2、CO_2和水蒸气。燃料中的硫转化为H_2S和COS。粗煤气热值10.6MJ/m^3（标准状态下）。炉膛出口煤气温度约为1500℃，以确保灰渣处于熔融状态。

气化炉外部为钢制耐压壳体，内部采用水冷壁结构。外径5.6m，连同第一级煤气冷却器总高52m。生成的煤气由炉膛上部排除，一股经净化的低温煤气引到炉膛出口处，将高温煤气急冷到约900℃，防止煤气中的熔融渣黏在煤气冷却器的管壁上。煤气由中心管道引出，送往对流式煤气冷却器，继续冷却到约240℃。在水冷壁和煤气冷却器中产生12.6MPa和3.7MPa的饱和蒸汽，再经余热锅炉过热后送往汽轮机。液态渣沿水冷壁向下流动，进入气化炉底部水室淬冷并形成颗粒状渣，再由排渣锁斗排出。

煤气净化系统　煤气冷却后先通过两个陶瓷管式过滤器，收集的飞灰经过一个锁斗系统，送回到气化炉的两个喷嘴，实现飞灰再循环，以提高碳转化率。然后煤气再通过水洗涤装置进一步除尘并脱除其中的卤化物和碱金属化合物。采用常温MDEA湿法脱硫，煤气先经过水解器，把COS分解成H_2S和CO_2。采用甲基二乙醇胺为吸收剂，在吸收塔中吸收煤气中的H_2S和部分CO_2，然后在再生塔中释放，分离出来的H_2S和CO_2被送到克劳斯（Claus）装置中去处理，生

成元素硫，吸收剂经再生后可重复使用。净化后的煤气再经过水蒸气饱和、氮气稀释和加热，送往燃气轮机燃烧室的煤气温度约为300℃，压力为2.1MPa，低位发热量约为4.24MJ/kg。送往燃气轮机的合成煤气成分（体积分数，%）：H_2 10.67%，CO 29.24%，CO_2 1.89%，N_2 53.08%，CH_4 0.005%，Ar 0.62%，H_2O 4.18%，O_2 0.25%。

空分系统　采用100%整体化空分系统，空分所需空气完全从燃气轮机压气机的出口抽取。空分设备由法国液化空气集团公司（L'Air Liquide）供应，采用深度冷冻的方法分离空气来制备氧气和氮气。85%纯度的氧气用于气化，99.9%纯度的氮气用于燃料气力输送，较低纯度的氮气用来稀释煤气，以减少NO_x的生成。

联合循环系统　配置一台德国西门子公司V94.3型燃气轮机、一台巴布科克（Babcock）公司的强制循环三压余热锅炉、一台西门子公司的双缸再热式汽轮机。燃气轮机可燃用天然气或合成煤气，燃气的总平均初温 t_{ISO} = 1120℃。两个水平布置的筒形燃烧室，各配置8个喷嘴。余热锅炉用来回收燃气轮机排气的余热，产生高、中、低三个压力等级的蒸汽。汽轮机高压缸排汽在余热锅炉中再热，由气化炉和煤气冷却器产生的蒸汽也在余热锅炉中加热成过热蒸汽。

调试和运行情况　1996年4月开始燃用天然气试运行，截止到1998年8月，累计运行约9000h。燃气轮机和汽轮机出力分别达223MW和98MW。1997年1～7月进行了空分装置的调试和性能试验，其后进行气化炉和整机调试。1998年4～8月气化炉累计运行198h，最长连续运行25h，燃气轮机用合成煤气累计运行约40h，最大出力达75%额定功率。由于V94.3燃气轮机燃用合成煤气时的震荡燃烧问题，西门子公司根据荷兰比赫讷姆（Buggenum）IGCC示范电站中V94.2燃气轮机用合成煤气时遇到的问题和改进经验，对燃烧室进行了改进。

第一阶段运行　从起动调试到2000年为第一阶段。截止到2000年3月底，气化炉共投运152次，累计运行时间为3166h，燃气轮机燃用合成气累计运行2202h。气化炉最大出力为设计值的106%，燃气轮机燃用合成气时的最大出力为196MW（在当地条件下的设计出力为182.3MW）。2000年第一季度联合循环燃用天然气的可用率达到91%，燃用合成气的可用率达到55%。2000年第一季度燃用合成气累计发电量达到218GW·h。到2000年年底，累计发电量达到1000GW·h。

第二阶段运行　2001年和2002年为第二阶段，其运行统计分别列于表1和表2。

表1　2001年运行统计

系统＼项目	不要求发电	计划停机	非计划停机	在线率	强迫停机率	可用率
动力岛	6.8%	3.1%	12.1%	78%	13.4%	83.9%
气化岛（包括空分）	12.7%	2.4%	22.7%	62.2%	26.7%	71.5%
IGCC	0.5%	5.5%	34.7%*	59.3%	36.9%	59.6%

* 其中：燃气轮机检查和检修7%，气化炉5.4%，陶瓷过滤器3.3%，COS系统3.0%，中压废锅2.2%，除渣1.7%，余热锅炉1.5%，空分1%。非计划停机次数为36次。

表2　2002年运行统计

系统＼项目	不要求发电	计划停机	非计划停机	在线率	强迫停机率	可用率
动力岛	4.2%	11.8%	2.7%	79.8%	3.3%	85.5%
气化岛（包括空分）	7.1%	13.9%	12.5%	64.9%	17.7%	74.9%
IGCC	0.6%	15.7%	20.6%*	61.7%	25.0%	63.7%

* 其中：除渣7.6%，气化炉2.1%，燃气轮机燃烧室1.2%，空分空气冷却器1%。非计划停机次数为26次。

第三阶段运行　2003年及以后为第三阶段。2003年运行情况见表3。

表3　2003年运行统计

系统＼项目	不要求发电	计划停机	非计划停机	在线率	强迫停机率	可用率
动力岛	0.3%	32.4%	3.3%	62.4%	5.1%	64.3%
气化岛（包括空分）	32.3%	10.0%	4.2%	49.4%	7.9%	85.7%
IGCC	0.1%	34.3%	13.7%	46.9%	22.6%	51.9%

2003年，燃气轮机燃烧室喷嘴和挂片出现过热。燃气轮机透平内缸因部分冷却空气管道损坏而变形，进行了修理。到2005年底累计发电量为13211GW·h。

puqi－chuituo

曝气-吹脱　（aeration-striping）　利用空气与水充分接触（即曝气），使水中分散气体和挥发性物质逸出水体（即吹脱），同时利用空气中的氧气氧化水中还原性物质的水处理工艺。水源受到较严重的有机物污染，在通常的混凝处理过程中产生大量泡沫，严重影响出水水质时，该工艺可作为一种前处理措施。

在火电厂的水处理中，常用的曝气方式有两种：一种是利用物理作用，使水中的气体杂质的含量与该种气体在空气中的含量达到平衡；另一种是利用空气中的氧气与水中的某些杂质成分发生氧化反应，改变其性质，达到去除杂质的目的。根据亨利定律，在平衡状态下，水中各气体的含量与该气体的分压成正比，因此可用通入该组分分压小的气体的方法，降低水中溶解的该组分气体的含量。在适当的pH值范围内，水中低价金属离子与空气中的氧充分接触时，能被氧化成高价离子而沉淀下来。

当水源受到较严重的有机物污染时，水体可能处于不同程度的缺氧状态，水中溶解和分散着较大量的CO_2、CO、CH_4等气体和其他易挥发性物质。这些杂质在通常的混凝处理过程中逐渐析出，导致在澄清器（池）中产生大量泡沫，絮凝体（矾花）不易下沉甚至上浮，严重影响出水质量。原水先经过曝气-吹脱装置，使水在短时间内与空气充分接触，水中分散气体逸出，从而可避免混凝处理过程中泡沫的危害。同时，当水中含有较多的Fe^{2+}、Mn^{2+}等还原性杂质时，通过曝气-吹脱，可被空气中的氧气氧化成Fe^{3+}、Mn^{4+}，进而形成Fe$(OH)_3$和MnO_2固体，从而被沉淀去除。

曝气-吹脱的效果与水与空气的接触面积和接触时间有

关。因此使水形成薄膜或水滴状，可增加接触面积、气体逸出所需要的接触时间。曝气-吹脱装置的种类很多，火电厂常用的主要有水滴型和填料塔型两种。

水滴型曝气-吹脱　用喷嘴或雾化喷头将水喷成细小水滴，自上而下降落（或向上喷再降落）与空气接触，达到曝气-吹脱的目的。

填料塔型曝气-吹脱　将水自上而下地喷淋到填料塔上中部的填料层上，水在填料表面形成水膜，水膜向下流动过程中与空气接触，达到曝气-吹脱的目的。塔中填料可以是塑料波纹板和塑料多面球，也可以采用焦炭或火山石等多孔材料。填料塔的通风形式有自然通风和机械通风两种。中国东北地区某电厂采用自然通风填料塔式曝气-吹脱工艺处理原水（作为混凝处理的前处理）。填料为塑料波纹板，填料层高 1m，淋水密度为 $20m^3/(m^2 \cdot h)$。采用该工艺处理后 CO_2 接近平衡浓度，CO、CH_4 几乎全部被脱除，成功地防止了澄清池中的泡沫危害。

puqi shengwu lüchi

曝气生物滤池　(biological aerated filter，BAF)

将生物接触氧化原理和过滤工艺相结合形成的一种废水处理工艺。基本原理是以密集的多孔颗粒状填料为载体，使细菌一类的微生物附着在填料上生长发育并形成生物膜（膜状生物污泥），该生物膜可以分解水中的有机杂质。当污水通过填料层时，水中的有机污染物被生物膜上的微生物作为营养物摄取，污水得到净化，微生物自身也得到繁衍增殖。

曝气生物滤池与常规滤池的结构相似，由池体、填料、承托层、布水系统、排水系统、反冲洗系统等组成。该工艺最大的特点是集生物氧化和过滤于一体，可以去除废水中的悬浮物、有机物、氨氮和其他有害物质，具有有机容积负荷高、水力负荷大、出水水质稳定、水力停留时间短、出水质量高、可间断运行等优点。在电厂应用中，最突出的优点是对多种有机杂质和氨氮有较高的去除率。在一般的水质条件下，有机物去除率可以达到 50%～80%（按照 COD 计算），对氨氮的去除率可以达到 90%以上。

曝气生物滤池的运行由过滤和反冲洗两个基本单元组成，从开始过滤至反冲洗完毕为一个周期。在投运初期，为了加快生物膜的生长，需要向曝气生物滤池内投加少量的活性污泥，同时加入生活污水将滤料淹没，闷曝一段时间后开始小流量进水，然后逐渐加大进水流量直至满负荷运行。挂膜完成后的填料表面附着了一层黏滑的生物膜。

运行一段时间后（通常数天），随着生物膜的积累，运行压差增大，需要进行反冲洗，以清除填料层中截留的污物，恢复滤层的通水能力。同时，通过反冲洗更新生物膜，使老化的生物膜脱落并从填料层中清除。在反冲洗过程中，反冲洗水自下而上通过填料层，填料层在反冲洗水流的作用下发生膨胀。当通入空气后，填料间的摩擦加剧，颗粒上的生物膜和颗粒间被截留、吸附的悬浮物与填料颗粒分离，随反冲洗排水排出。

曝气生物滤池中的污物与填料结合得比较牢固，单用水难以保证反冲洗效果。为此，一般需要采用空气擦洗或气水合洗的工艺。当曝气生物滤池反冲洗后，出水中 COD 和氨氮有所升高。一般经过一段时间的运行后，出水水质即可恢复到正常的水平。

根据曝气管引入填料的位置不同，曝气生物滤池分为不带缺氧区和带缺氧区两类。不带缺氧区的曝气生物滤池将曝气管由池体底部引入，填料层全部为好氧区。带缺氧区的曝气生物滤池则将曝气管由池体中下部引入，曝气管下面的填料层全部为缺氧区，在此可以进行反硝化反应。

曝气生物滤池使用的填料有无机粒状填料和有机填料两类。无机填料的密度较大，在设备内呈压实的床层结构，又称为沉没式填料。有机高分子填料的密度小于水，在设备内呈浮动状态，有时称为上浮式填料。中国对陶粒填料的研究和使用最多。同时，陶粒还是一种廉价的吸附剂。有研究报告指出，陶粒对铅和铬有一定的去除作用。

曝气生物滤池技术在 20 世纪 70 年代末已经出现于欧洲，经过近 20 年的发展，到 20 世纪 90 年代初已基本成熟。该技术最初用于微污染天然水的处理和污水的三级处理，后来改进后直接用于污水的二级处理。

参考书目

杨宝红，汪德良，王正江，等．火力发电厂废水处理与回用．北京：化学工业出版社，2006.

郑俊，吴浩汀，程寒飞．曝气生物滤池污水处理新技术及工程实例．北京：化学工业出版社，2002.



qidong/beiyong bianyaqi

起动/备用变压器 (start-up/standby transformer)

主要作为发电厂机组起动或停机时厂用负荷的电源，兼做高压厂用变压器的备用电力变压器。在国内早期部分300MW机组或国外工程中，全厂公用负荷也由起动/备用变压器供电，又称为公用/备用变压器。起动/备用变压器主要技术参数包括额定容量（视在功率）、额定电压、额定电流和额定频率。此外，还有绕组的接线组别、电压调整方式和范围、阻抗电压、空载电流、损耗、绝缘水平、正常与非正常使用条件等。

起动/备用变压器一般采用有载分裂式变压器或有载三绕组变压器，高压侧电压110～500kV，低压侧电压3、6kV或10kV（其他国家工程低压侧电压可能为4.16、6.6kV或11kV），高压侧最大容量达到80MV·A。

起动/备用变压器具有下列特点：①起动/备用变压器为一种降压变压器，其高压侧容量小于或等于低压侧容量之和，且电压变比非常大。由于经常处于低负荷或备用状态，额定容量时一般采用温升为65℃，当容量合适时，冷却方式可采用ONAN/ONAF/ONAF，以降低变压器造价。②起动/备用变压器的接线组别，应使厂用工作电源与备用电源之间的相位一致，以便可并联切换，并考虑高压厂用电系统的中性点接地方式。③起动/备用变压器的阻抗值决定于具体工程的厂用中压设备的允许短路电流承受能力和单台最大电动机起动和电动机成组自起动时厂用母线允许的电压水平。

见《输电与变电卷》电力变压器。

qidong qiyuan

起动汽源 (start - up steam supply) 见辅助蒸汽系统。

qidong tiaozheng shiyan

起动调整试验 (commissioning test) 对安装完毕的设备和系统进行的起动、调整、试验和试运行，目的是消除发现的缺陷和问题，使新安装机组经过试运行的考验，达到设计、规范及运行要求后转入生产。

起动调整试验是一个系统性、综合性的工程。试验阶段机组工况和状态变化频繁（如电气设备首次带电运行、热力设备和系统首次承受高温、高压考验、转动机械由静止进入动态），系统介质泄漏、设备摩擦、振动超限等不正常运行状态时有发生，需要设计、制造、安装、调试、运行、监理等单位协调工作，相关的机械、电气、仪表、自动控制等各专业调试人员密切配合，完成各个系统检验和调整工作。参加调试和运行的人员应掌握系统和设备的技术性能、调试方法及各种运行工况和数据，熟悉运行规程及事故处理规程，能在正常状况下承担运行操作或指导操作，在异常情况下迅速分析判断，采取正确措施处理缺陷。

阶段划分 一般分为分部试运（包括单机试运、分系统试运）和整套起动试运（包括空负荷试运、带负荷试运、满负荷试运）两个阶段。分部试运和整套起动试运中的调试工作应由具有相应调试能力资格的单位承担。一般燃煤发电厂主要调整试验项目流程见图1。高压厂用电受电后起动调整试验开始，各系统设备开始通电调试和分部试运行；锅炉点火升压向汽轮机送蒸汽冲转后整套起动试运行开始，机组满负荷试运行是起动调整试验的最后程序。

分部试运 从高压厂用母线受电开始至整套起动试运开始为止，主要工作是单机试运和分系统试运，是整套起动试运的基础。单机试运是指为检验设备状态和性能是否满足其设计和制造要求而进行的单台辅机试运行；分系统试运是指为检验设备和系统是否满足设计要求而进行的联合试运行。分部试运阶段重要的节点包括：厂用电受电、化学制水、锅炉化学清洗、锅炉蒸汽系统吹洗等。分部试运应按各节点涉及设备、系统的运行先后顺序安排调试工作。如公用系统即电、水、气、汽系统（厂用电源、循环水、工业水、压缩空气、辅助蒸汽等）首先调试投运，才有条件进行其他系统的起动调试工作。

分部试运阶段主要的工作内容：①测量、显示装置等单个附属设备的校验、调整和系统联调；②阀门、执行机构及电气开关的单体试验、调整和系统联调，以及热控、电气连锁保护试验、验收；③单台辅机及其附属设备的试运行和验收；④分系统试运行和调整、试验、验收。

整套起动试运 从汽轮机、锅炉、发电机等第一次联合起动时锅炉点火开始，到完成满负荷试运移交生产为止。整套起动试运可分为空负荷试运、带负荷试运和满负荷试运三个阶段，这三个阶段也是机组整套起动过程标志性的节点。空负荷试运是指从炉、机、电等第一次联合起动时锅炉点火开始至首次并网带初负荷后解列；带负荷试运是指再次起动并网至机组带满负荷完成所有试验；满负荷试运是指连续带满负荷试运行至移交生产，容量为300MW及以上机组应连续满负荷试运行168h，容量为300MW以下机组一般分72h和24h两个阶段进行。（见整套起动试运行）

试运组织机构 为组织和协调好机组的起动调整试验，应成立起动验收委员会、试运指挥部，以及下设的分部试运组、整套试运组、验收检查组、生产运行组、综合管理组等组织机构，如图2所示。

起动验收委员会职责 ①审议有关整套起动准备情况的汇报，协调外部条件，决定整套起动时间等有关事宜；②整套起动试运过程中，讨论决定试运指挥部不能做出决定的事宜；③整套起动试运完成后，审议有关整套起动试运情况和移交生产条件的汇报，协调未完事项，决定移交生产后的有关事宜，主持办理移交生产交接签字手续。

试运指挥部职责 ①组织和协调试运工作；②负责试运中的安全、质量、进度和效益；③审批重要项目的调试方案或措施和各阶段计划；④筹备起动验收委员会全体会议，起动验收委员会闭会期间，代表起动验收委员会主持整套起动

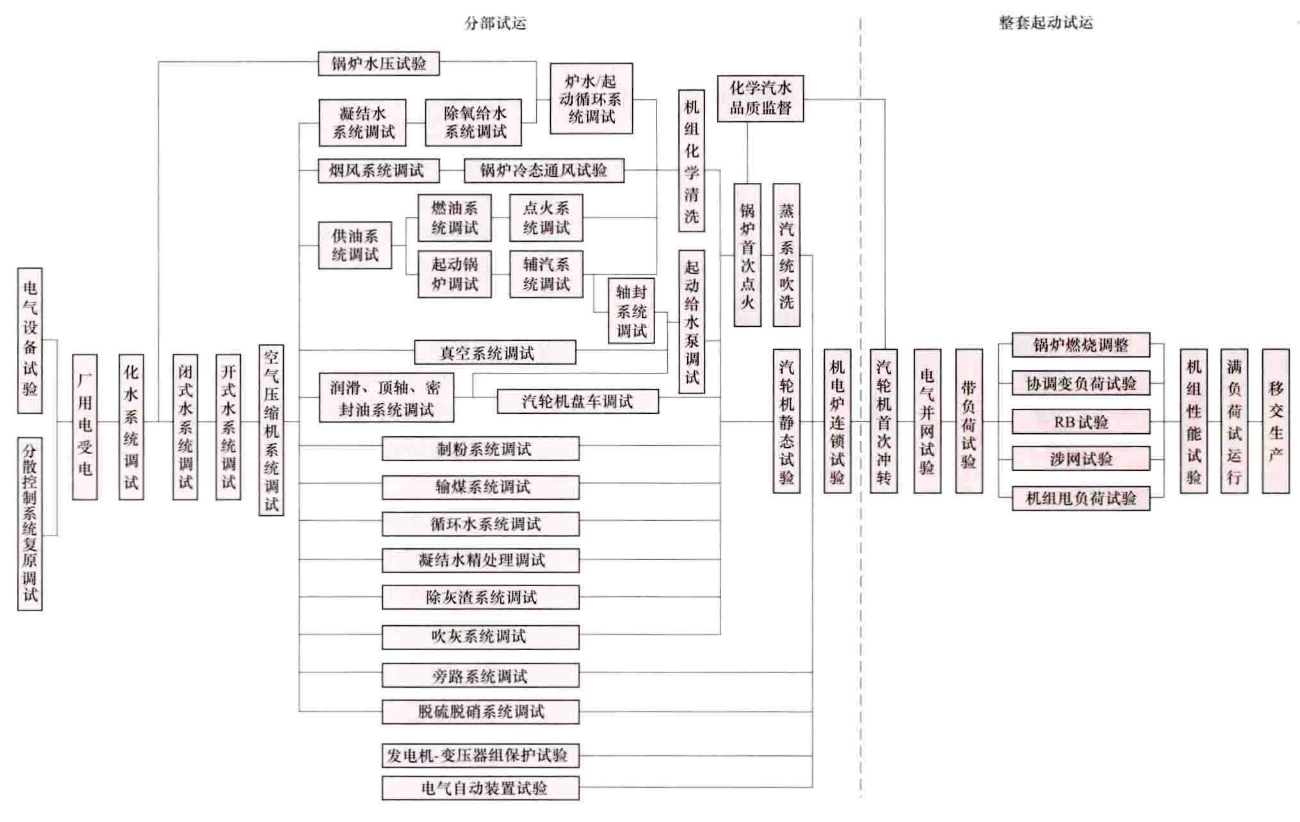


图 1 燃煤发电厂主要调整试验项目流程图

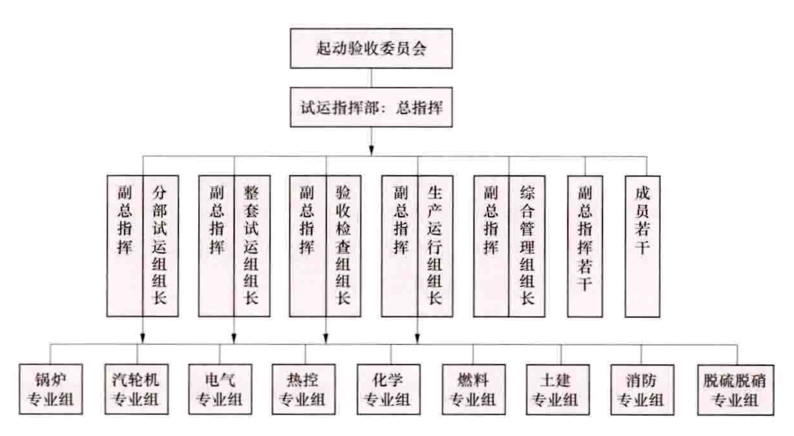


图 2 试运组织机构图

试运的常务指挥工作；⑤协调解决试运中的重大问题；⑥组织和协调各组及各阶段的验收签证。

qizhong jixie

起重机械

起重机械 （lifting appliances） 以间隙、重复工作方式，通过起重吊钩或其他吊具起升、下降或运移重物的机械设备。起重机械广泛用于设备和材料的装卸、就位、找正及组装。

起重机械按其功能和结构特点可分为轻小型起重设备、起重机、升降机、工作平台、机械式停车设备五类，火力发电厂施工常用前三类。

轻小型起重设备 构造紧凑，动作简单，作业范围投影以点、线为主的轻便起重机械。包括千斤顶、滑车、起重葫芦和卷扬机，是火力发电厂施工中使用数量最多的起重机械。

起重机 用吊钩或其他取物装置吊挂重物，在空间进行升降与运移等循环性作业的机械。起重机在火力发电厂施工中各种高、大、重设备组装和就位时不可缺少，按照构造可分为桥架型起重机、臂架型起重机、缆索型起重机三类。缆索型起重机在火力发电厂施工中很少采用，施工单位可按照工程特点选用。

桥架型起重机 取物装置悬挂在能沿桥架运行的起重小车、葫芦或臂架起重机上的起重机。火力发电厂施工中常见的为桥式起重机和门式起重机。桥式起重机常用规格起重量为5～240t，最大可达370t；门式起重机起重量为5～63t。

臂架型起重机 取物装置悬挂在臂架或沿臂架运行的小车上的起重机。一般由金属结构、工作机构、动力装置和电气控制系统组成，通常有起升、回转、变幅和行走四大机构分别实现吊钩升降、回转、变幅和行走，通过这些机构的配合，实现在圆形场地及其上空作业。

火力发电厂施工中常用的臂架型起重机有流动式起重机、塔式起重机和门座起重机。

（1）流动式起重机。在带载或不带载情况下沿无轨路面行驶，且依靠自重保持稳定的臂架型起重机。一般以发动机作为动力装置，液压传动实现机构动作。可分为履带起重机、汽车起重机、轮胎起重机、全路面起重机等。

履带起重机的起重作业部分装在履带底盘上，是依靠履带装置行走的流动式起重机，具有可带载行走、臂组合多和转弯半径小等特点。桁架臂履带起重机，可通过装拆改变臂

组合，故又可分主臂、塔式、固定副臂、超起主臂［见图 1 (a)］、超起塔式［见图 1 (b)］、超起固定副臂、混合臂等几种工况。大型履带起重机增加了超起装置(见图 1)，提高了起重机的性能。为确保工作时的稳定性，履带起重机一般停在平坦坚实的地面上或特制的路基板上。履带起重机是火电厂主力起重机之一，常用起重量规格为 50～1000t。2005 年 2 月，中国由德国引进当时国内最大的 LR1750 型履带起重机，用于玉环发电厂 4×1000MW 机组工程施工。

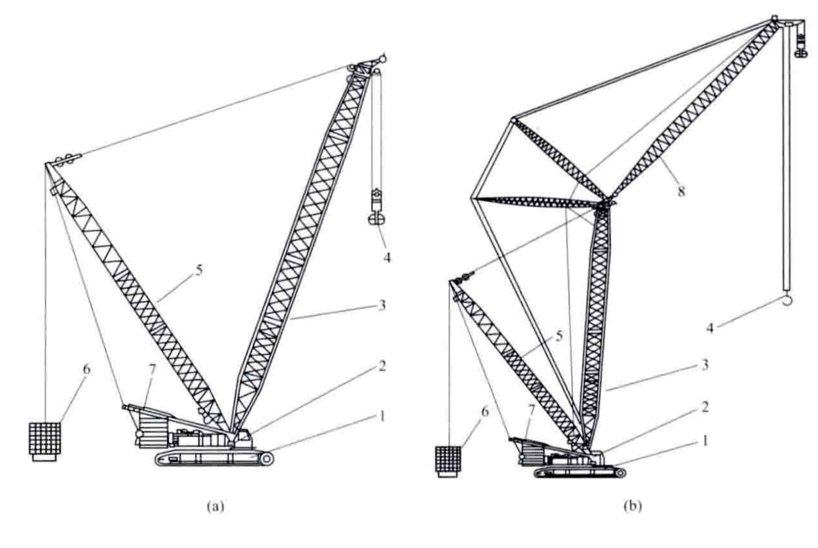


图 1　履带起重机

(a) 超起主臂工况；(b) 超起塔式工况

1—履带行走装置和底盘；2—回转平台；3—主臂；4—吊钩；5—超起桅杆；6—超起配重；7—门架；8—变幅副臂

汽车起重机的起重作业部分安装在通用或专用汽车底盘上，是具有载重汽车行驶性能的起重机。汽车起重机应在平坦坚实的基础上作业，支腿未全部伸出严禁作业；作业中不得调整支腿，不许移动。适用于长距离两作业点之间的装卸作业，是火电厂施工中使用最多的起重机。

轮胎起重机的起重作业部分安装在特制的轮胎底盘上，是具有不用支腿吊重及吊重行驶功能的流动式起重机。

全路面起重机的起重作业部分安装在特制的底盘上，是具有汽车起重机和越野轮胎起重机的主要功能的流动式起重机。既能快速转移、长距离行驶，又能多桥驱动、全轮转向，离地间隙大、爬坡能力强，可不用支腿吊重及带载行驶等，在欧美国家广泛使用。但该类型起重机价格昂贵，对使用和维护水平要求较高。

(2) 塔式起重机。臂架安装在垂直塔身顶部的回转式臂架型起重机。按变幅方式分为动臂变幅塔式起重机［见图 2 (a)］和小车变幅塔式起重机［见图 2 (b)］；按支承方式分为移动式塔式起重机和固定式塔式起重机。固定式塔式起重机可分为独立固定式、附着自升式和内爬式三种，独立固定式又可分为支腿固定式和底架固定式。固定式塔式起重机超过独立高度就需要附着。塔式起重机是火电厂建筑工程、锅炉、电除尘、脱硫、脱硝设备安装的主力起重机之一。

动臂变幅塔式起重机：靠起重臂俯仰实现变幅，一般设有主起升和副起升机构，副起升机构起重量小但速度快。其特点是：能充分发挥塔式起重机的有效高度，刚度大、就位精确、抗风能力强，易于防止与周围起重机相碰撞，尾部回转半径相对于小车变幅塔式起重机小。但最小幅度被限制，不能完全靠近塔身；变幅等工作速度相对于小车变幅塔式起重机慢。火力发电厂施工常用的规格为1350～2400t・m。1989 年 7 月，中国自主设计制造的首台 FZQ1250 型动臂变幅塔式起重机在石洞口第二发电厂 2×600MW 机组投入使用。2003 年 6 月，中国自主设计制造的首台 FZQ2000Z 型动臂变幅塔式起重机用于内蒙古岱海发电厂一期工程。

小车变幅塔式起重机：靠水平起重臂轨道上安装的小车行走实现变幅，按臂架支承型式又可分为平头式和非平头式。其优点是：变幅范围大、覆盖面积广、工作速度快、吊装效率高，小车可驶近塔身；缺点是：尾部回转半径较大，起重臂受力情况复杂，对结构要求高，且起重臂和小车必须处于建筑物上部一定有效高度，塔身高度一般比建筑物屋面高出 15～20m，甚至更高。平头式塔式起重机是一种新型塔式起重机，其特点是：臂架拼装简化，降低辅助起重机的要求，可实现空中拆臂；解决群塔作业相互干扰问题，相邻起重机错开一个标准节即可交叉施工。小吨位（小于或等于 100t・m）小车变幅塔式起重机主要用于建筑施工；150～400t・m 小车变幅塔式起重机用于电除尘、脱硫、汽机房结构安装，并可置于锅炉炉顶作为炉顶起重机使用；600～2400t・m 小车变幅塔式起重机多为平头式，用于锅炉结构和设备安装。2005 年 8 月，中国自主设计制造的第 1 台 ZSC2000A 型小车变幅塔式起重机在山西阳城发电厂 2×600MW 机组工程投入使用。

(3) 门座起重机。安装在门座上，是下方可通过铁路或公路车辆的移动式回转臂架型起重机。在铁轨上运行，特性近似塔式起重机。门座起重机在火电厂施工中已逐渐被塔式起重机取代。

升降机　重物或取物装置只能沿导轨升降的起重机械，

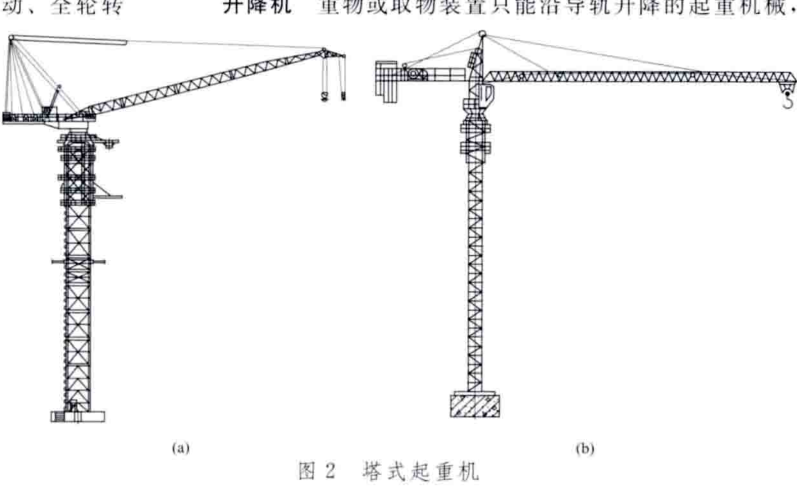


图 2　塔式起重机

(a) 动臂变幅塔式起重机；(b) 小车变幅塔式起重机

包括施工升降机和钢索式液压提升装置。

（1）施工升降机。采用吊笼通过齿轮齿条啮合的方式进行提升，可载人、物沿导轨架做上下运输。火电厂施工中通常安装在锅炉炉侧。

（2）钢索式液压提升装置。主要由液压千斤顶、上下承载机构、承载钢索、液压泵站和电气控制单元组成，是一种新型、特殊的起重机械，其结构和原理与常规起重机械不同。每次吊装前，应根据吊装工艺要求，在每个吊点提升要求高度上的承载架上布置液压千斤顶，再在与液压千斤顶活塞上端相连接的上承载机构和与千斤顶本体下端相连接的下承载机构之间穿承载钢索，承载钢索通过锚头与被吊重物连接。在实际吊装时，中心穿有承载钢索的液压千斤顶活塞做往复运动，使钢索在上、下承载机构之间进行载荷交替，从而通过承载钢索的升降带动被吊物的上升或下降。可用于起吊发电机定子、锅炉大板梁、锅炉锅筒、高压和中压缸、烟道尾部组合件、烟囱钢内筒等。1989 年，常州电力机械厂制造的 GYT－200 型钢索式液压提升装置用于山西神头第二发电厂 2×500MW 机组锅炉钢顶棚吊装。1994 年，中国自主设计制造的首台 GYT－100 型钢索式液压提升装置用于嘉兴发电厂一期 2×300MW 机组汽包吊装。

qigu liangxiang liuhuachuang gongyi

气固两相流化床工艺　(gas-solid phase fluidized bed process)　固体颗粒群在气流作用下处于类似均相流体运动状态的一种工艺。在这一流动状态范围内，固体颗粒群床层阻力不再随气流速度变化而变化。

在等径球体颗粒组成的理想气固两相系统中，固体颗粒堆置在能使气体自下而上流过的布风装置上形成床层。当气体自下而上均匀通过床层且流速较低时，床层中的固体颗粒是静止的，床层阻力随气体流速（通常用空床气速表示，亦称空塔流速或表观速度）增加而增大。这样的流动系统称为固定床，如图 1 中工况 A 至工况 D 所示。

此时由于床层中颗粒呈松散堆积，没有移动，空隙率为一个常数 ε_0，如 $A'D'$ 线。流速增加至 D 点，床层的压降 Δp_2 达到了和床层物料产生的静压相等，即 $\Delta p_2=L_0(\rho_s-\rho_F)(1-\varepsilon_0)g$。式中 L_0 为静止床层高度，ρ_s 为颗粒表观密度，ρ_F 为流体密度。此时颗粒重量不再由布风装置支持，而全部由流体对颗粒的曳力所承托。单个颗粒不再依靠与其他邻近颗粒的接触来维持空间位置，每个颗粒可在床层中自由运动。由于此时固体颗粒在气流作用下开始转变成类似流体的运动状态，因此 D 点以后的状态被称为流态化，简称流化，即进入流化床系统。由固定床转变为流化床时的流速（D 点）称之为临界流化速度 U_{mf}。此后气流速度继续增加，床层开始随气流速度增加而膨胀，空隙率增大，固体颗粒运动加剧，但床层压降维持不变。气流速度达到终端速度 U_t（即固体颗粒的自由沉降速度）后，系统最终转入气力输送状态；此时 $\varepsilon\to1$，而床层高度 $L\to\infty$。在有限床高条件下，颗粒势必陆续溢出系统之外。

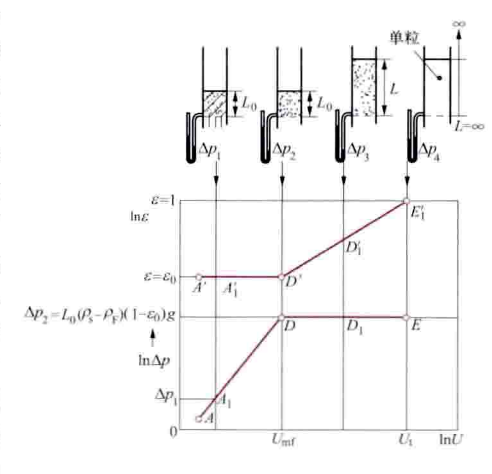


图 1　等径球体组成的理想气固两相系统的压降、空隙率与流速的关系

在实际工程应用中，流化床固体物料都是由粗细不等的宽筛分非球形颗粒组成的。这种系统的临界流化风速 U_{mf} 将随其粒径分布特性而异，而且在流化风速范围之内，已有细小颗粒因其终端速度低于空床气速而被夹带出系统之外。系统的流化风速在 U_{mf} 至 U_t 之间的流化状态也远非理想系统所述的那样均匀而有规律性；随着空床气速的增加，实际流化床状态可大致区分为鼓泡流化床、湍流流化床和快速流化床，如图 2 所示。

鼓泡流化床　当流化风速大于临界流化风速 U_{mf} 并继续增加，流化床内将出现越来越多的气泡。这些气泡在床底形成，上升过程中合并长大，达到床面时发生破裂，把一些固体粒子抛入床层上部的自由空间。这种气泡生成、上升和破裂逸出的现象称为鼓泡。以鼓泡方式运行的流化床称之为鼓泡流化床，简称鼓泡床（也曾称为沸腾床）。简而言之，鼓泡床是由乳化相和气泡相构成的。乳化相的空隙率较低，甚至仍维持 ε_0（0.4 左右）；鼓泡床总空隙率 ε 则约在 0.45～0.65 范围内，随气流速度增加而增加。鼓泡床膨胀后的高度可达静止床高 L_0 的 2 倍左右，一般可见较清晰的起伏波动着的上界面。

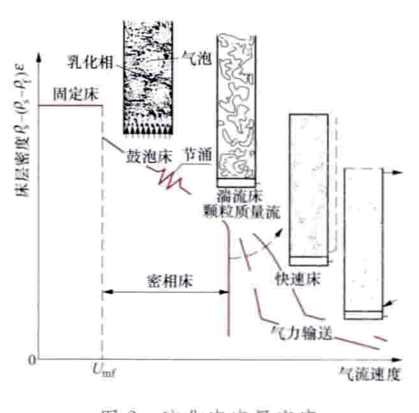


图 2　流化床床层密度随流化风速的变化

湍流流化床　在鼓泡流化床基础上进一步提高流化速度，会出现气泡内部被一些密度较低（ε 较高）的乳化相分割占据的现象。随着这种现象逐步发展，床内区分为乳化相和气泡相的状态逐步消失，床界面也开始变得模糊不清。床层压降渐生脉动，并由于细颗粒逸出渐多而下降。此时即达到湍流流化状态。典型的湍流床气泡完全消失，被破碎成小的空隙。这些空隙可以看成是一条条连续的气体通道，而原来连续的乳化相则弥散形成了颗粒带，变成了非连续相。

快速流化床　介于湍流流化床和气力输送之间的一种过渡状态，其 ε 可能在 0.75～0.95。典型的快速流化床中可观察到不均匀的颗粒絮状物在非常稀相的上升气固流中随机地做上行或下行运动。快速流化床的主要特征是具有高的气固相对速度（滑移速度）、颗粒絮状物的不断形成与解体、极好的混合条件等。快速流化床内颗粒被气流携带逸出的量很大，为维持稳态运行，必须连续不断地以较高的速率给入新

鲜颗粒以弥补床料的损失。通常在流化床出口外置分离器以实施颗粒的回送，即构成“循环流化床”。

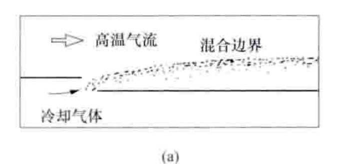
一般认为流态化技术始于1921年德国的温克勒（Winkler）褐煤气化炉。在第二次世界大战期间，美国将该技术用于石油工业催化反应工艺。由于流化床工艺具有迅速混合、温控容易和强化传热等特征，故在有色冶金、石油、化工等工业领域都有应用，气固两相流态化的流体动力学及传热学方面的理论研究随之有了深入的进展。20世纪50年代开始用于燃烧固体燃料的试验研究，此后流化床锅炉发展迅速，并由鼓泡流化床锅炉发展到循环流化床锅炉。

qimo lengque

气膜冷却

（film cooling）　冷却气体沿壁面形成保护层使之免遭高温气流破坏的冷却技术。当冷却与高温气流为不同质的流体时，常伴随有质量的传递。

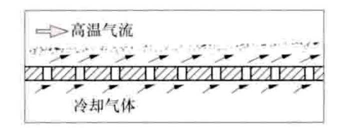
把温度较低的气体通过需要热防护的壁面上的切向缝隙输送到表面上，沿着高温气流的方向形成气膜，气膜把固体壁面与高温气流隔离开来，就可达到防止壁面因直接接触高温气流而损坏的目的，如图（a）所示。加大冷却气体的喷射速度和流量通常都会提高冷却效果，但是由于喷射孔隙很难做到与固体壁面真正相切，所以当喷射速度过大时，冷却气体将穿透气膜而直接进入高温气流，这时不仅不能形成隔热薄膜，反而因为增强扰动，促进掺混而降低冷却效果；冷却介质自缝隙喷出后，与高温气流汇合并逐步掺混，薄膜的隔热作用也就随之消失。气膜的冷却保护有效距离是有限的，如果要延长这个距离，就要接力式地在下游再添加冷却气体喷射缝隙［见图（b）］。整个壁面都被这种分段设置的气冷薄膜有效覆盖的冷却方式称为全气膜冷却。当结构上或工艺上受到限制而无法设置缝隙时，常采用点阵式排列的许多小孔来喷射冷却介质［见图（c）］，这是一种比较现实可行的冷却技术方案。



(a)

高温气流
混合边界
冷却气体

(b)



(c)

气膜冷却示意图
（a）普通气膜冷却；（b）全气膜冷却；（c）点阵式小孔冷却

气膜冷却有效地应用于燃气轮机燃烧室和透平叶片等高温零部件，以及其他需要热防护的新技术装备上（如等离子体喷枪等）。近些年来，随着航空涡轮发动机和重型燃气轮机的发展，国内外学者对气膜冷却开展了系统深入的研究。

参考书目

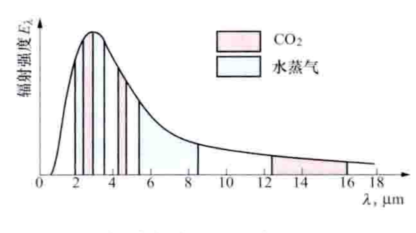
曹玉璋，陶智，徐国强，等．航空发动机传热学．北京：北京航空航天大学出版社，2005.

qiti fushe

气体辐射

（gaseous radiation）　气体吸收和发射辐射能的特性。气体辐射具有两个主要特点：①具有明显的波长选择性；②气体吸收和发射辐射是在其整个容积内进行的。

气体总是处于一系列不连续的、分立的能级状态下，如果投射向气体的能量频率与其分子所处稳定状态的频率相一致，该投射能量即被吸收。同理，气体在向外辐射时也将随着能级的变化，具有不连续的辐射频谱。因此与具有连续频谱的固体或液体的辐射特性不同，气体辐射对波长具有选择性，即在辐射或吸收能量时只限于某些频带，而这些频带与气体的分子结构有关。水蒸气和CO_2在1110K时的辐射频带如图所示。



水蒸气和CO_2在1110K时的辐射频带

单原子气体（如Ar、Ne等）和对称结构的双原子气体（如H_2、N_2、O_2和空气等）在中等温度以下时基本没有发射和吸收辐射的能力，故可以认为是透明的。这样的气体是否存在并不影响包容气体的固体表面间的辐射换热。非对称结构的气体（如CO、CO_2、水蒸气和硫、氮的氧化物等）以及几乎所有的有机蒸气都是具有发射和吸收辐射能力的气体，它们的参与将改变固体表面间辐射换热的平衡。

不同于固体辐射特性之处还表现在气体的发射和吸收辐射是在整个容积中进行的。因此当热射线穿过气体层时，辐射能沿途将被气体分子吸收而逐步减小。反过来，当气体辐射时，辐射能也将沿途由气体分子辐射而逐步增大。因此气体辐射将与气体的种类、状态和气体层厚度，即射线的行程有关。

气体辐射的另一个特点是它不完全遵循斯忒藩-玻耳兹曼的热辐射4次方定律。实验表明，水蒸气的辐射能力大致与温度的3次方成正比，而CO_2则近似与温度的3.5次方成比例。

所有这些特性，使气体辐射远较固体辐射复杂。把气体当作灰体来处理显然过于粗糙，但是要准确分析气体辐射的换热过程，是较为困难的。从工程实用的角度出发，常把气体近似为灰体，制作一系列图表，把各种影响因素最终都归结到黑度中去，再加以各种修正。实践表明，这样的近似处理方法是可行的。

qiti jueyuan jinshu fengbi kaiguan zhuangzhi

气体绝缘金属封闭开关装置

（gas insulated metal-enclosed switchgear，GIS）　发电厂中按电气主接线的接线方式连接，由母线、断路器、隔离开关、电流互感器、电压互感器和避雷器等组成，密封于充有SF_6绝缘气体的金属外壳内构成的控制、接受和分配电能的紧凑型电气装置。

SF_6为不燃、无毒、无腐蚀的惰性气体，在相同压力下，灭弧性能比空气高3～4倍，大气压力下绝缘强度为空气的3倍。GIS具有下列特点：①运行可靠性高。暴露的外绝缘少，外绝缘事故少；内部结构简单，机械故障机会少；外壳接地，无触电危险；SF_6为非燃性气体，无火灾危险；气压低，爆炸危险性小。②运行维护工作量小，安装调试简单。GIS为模块结构，工厂组装调试后出厂，控制保护随GIS配套。③布置紧凑，占地面积小。电压越高，节约用地效果越显著。④环境保护性好。金属外壳接地及屏蔽作用，基本消除了周围的电磁场，不影响周围环境，对运行人员更安全。⑤适应性强。重心低，

抗震性能好；全封闭，不受外界环境影响，适用于环境条件恶劣的地区。

但GIS有以下特殊要求：①对地平面要求较严格，要求地基无不均匀沉陷，地面水平误差不超过±5mm。②SF_6气体在气温极低时会液化，液化点温度随气体压力而异。用于高寒地区时，通常在SF_6气体中加入N_2，以降低气体介质液化点温度。③需要有一个清洁的安装环境。

通常在重污秽、高海拔或高烈度地震区的火电厂采用GIS较多；在布置场地较狭窄、无法布置其他形式配电装置时，或在深入市区的变电站、地下式变电站也多采用GIS。

GIS分为三相共壳式和分相式两种：110kV及以下电压采用三相共壳式，体积小，价格较低；220kV以上多为分相式，无相间短路，但价格较高。GIS不受日照、雨水、温差等影响，金属外壳结构较简单，安装、维护、检修条件较好。GIS屋内布置时，需设排气设施，防止接触或吸入SF_6经电弧作用分解产生的有害气体。GIS屋外布置时，其外壳法兰要加强密封，螺栓和支承装置要有防锈措施，控制柜及操作机构要满足户外运行。

qiti ranliao

气体燃料

(gas fuel)　在常压、常温下呈气态的燃料，主要有天然气、煤层气、页岩气、石油气、液化石油气、高炉煤气，以及合成煤气（利用固体煤干馏或气化得到的各种煤气，如焦炉煤气、发生炉煤气、人工合成煤气等）等。锅炉燃用的气体燃料主要是天然气、焦炉煤气和高炉煤气。由于气体燃料具有燃烧容易控制，所需的过量空气量少，无固体残留物以及污染物质排放量低等优点，所以是锅炉的理想燃料。表征气体燃料特性的主要指标是气体成分、发热量和密度等。

天然气存在于地层内，采出的天然气的主要可燃成分是甲烷（53%～99%）、乙烷（1%～14%）以及少量（0.7%～7%）的重质烃。气中含有一定量的二氧化碳（0～25%）或氮（1%～30%），有时还含有少量氢。若气田在含硫油田附近，则天然气中常含有硫化氢。标准状态下天然气的密度约为0.7～1kg/m^3，高位发热量约为32～48MJ/m^3。

焦炉煤气是煤干馏生产焦炭过程的副产物，主要成分是氢、甲烷、乙烷和一氧化碳，也有少量的二氧化碳、氮、氧和重质烃。标准状态下焦炉煤气的密度约为0.4～0.6kg/m^3，高位发热量约为20～24MJ/m^3。

高炉煤气是高炉内熔炼生铁过程中产生的副产物，其主要可燃成分是一氧化碳和少量氢，有时有微量甲烷。高炉煤气中含有大量的氮和二氧化碳，故热值很低，高位发热量一般不到4MJ/m^3。

发生炉煤气是将煤或其他固体燃料与低于理论燃烧所需的空气量（或再掺入水蒸气）相互作用而产生的气体燃料。用空气做气化剂制得的称为空气发生炉煤气或空气煤气；用空气和水蒸气混合气化制得的称为混合煤气或半水煤气，用水蒸气（或混氧）通入炽热炭层取得的即为水煤气。空气煤气、混合煤气和水煤气的主要可燃成分是CO（5%～37%）和H_2（1%～50%），其高位发热量依次在4～18MJ/m^3（标准状态）之间。

焦炉煤气、高炉煤气和发生炉煤气都不同程度地含有一氧化碳，因而是有毒性的煤气，使用时必须采取防泄漏措施。由于高炉煤气和空气发生炉煤气都含有大量惰性气体，发热量低，为了完全燃烧，必须组织好煤气的着火及与空气的混合过程。而天然气、石油气，尤其是液化石油气，由于热值高，燃烧所需的空气/燃气比大，故燃料与空气的及时、均匀混合是组织好燃烧的最主要因素。此外供气系统应严密，防止因泄漏引起爆炸。

qiti ranliao chuyun xitong

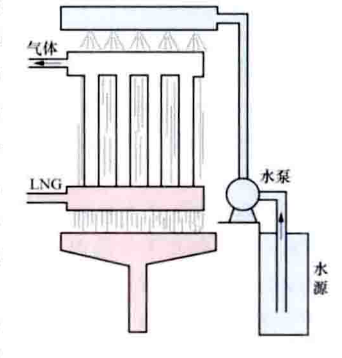
气体燃料储运系统

(gaseous fuel transportation and storage system)　火力发电厂的气体燃料运输、储存和供汽等相关设备和管道组成的系统。通常应用在燃气轮机发电厂。

运输和储存　按气体燃料的状态可分为管道输送和液化天然气两类运输、储存方式。

(1) 采用管道输送方式进厂的工业煤气或天然气等气体燃料，一般直接进入供气系统，不再在电厂内设置储气罐。如果气体燃料供应中断，需要根据气源的供应条件、机组的负荷性质、备用燃料的来源及工程造价，经技术经济比较后确定是否设置备用燃料系统。

(2) 液化天然气的运输和储存方式。天然气主要成分为甲烷，也含有少量乙烷、丙烷及其他成分。在大气压下冷却到－162℃时则凝结为液体，即液化天然气（LNG）。需要特殊的储运条件，并经气化后燃用。①液化天然气的储运：液化天然气的运输和储存在－162℃进行，可利用圆筒形或球形储气罐通过铁路、水运或公路运输。液化天然气运输船的壳体和储罐壳体由内外两层构成，在两层壳体之间充以足够厚度的保温性能良好的材料，如珍珠岩粉等。液化天然气储运站的容量取决于电厂液化天然气的日耗用量、运输船只或车辆的吨位以及周期等因素。电厂内需设置必要的安全储存设施，对液化天然气储罐区、气化站及控制室等场所，必须采取防泄漏、防火、防爆、防飞行物冲撞、防地震、与周围居民区和建筑保持一定间距等严格的安全和环保措施。②液化天然气的气化：液化天然气使用时首先要气化成气体，发电厂内需设置气化器。气化器所需加热水可采用凝汽器的排水或直接利用海水，经液化天然气气化器冷却后的海水可掺入冷却水（用海水作冷却水时）以降低冷却水温度和汽轮机背压，或用以降低燃气轮机压气机的进风温度，以提高出力和效率。气化器的原理示意见图。



液化天然气气化器示意图

供汽系统　管道输送气体燃料的电厂供汽系统由进厂管系、调压站、供气管道以及吹扫、排空管道等部分组成。液化气经气化器气化后的管道系统与管道输送气体燃料的供汽系统相同。

进厂管系通常由2根以上压力输气管道从地区配气站送入厂内调压站。管道的输送能力需考虑其中1根停运时，其余管道能满足全厂燃气消耗量的70%～100%。管道管径一般按燃气流量和允许压降确定。

调压站由关断阀、过滤器、流量计、调压阀、旁路阀等设备组成，将进厂的气体压力降压调整并稳定在需要的压力值。调压阀不少于 2 台，其中 1 台停运时，其余调压阀的总通流能力应能满足全厂锅炉最大连续蒸发量 BMCR 工况时所需的耗气量。

每台机组的供气管道按最大耗气量设置 1 条调压支路，2～3 台机组共设 1 条备用支路。

燃气管道设计中需设置吹扫、放空管系，以满足检修或长时间停用使用，并应用 CO_2、N_2 或水蒸气等惰化介质进行吹扫和置换，以防管道内燃气与空气混合形成爆炸性气体。

燃气管道的敷设需考虑防爆措施，不允许管沟敷设。为防管道漏气引起爆炸，室内调压站及厂房内需设可燃气体泄漏报警装置和消防设施。进厂燃气总管及每台机组的进气管上应装设关闭阀和快速切断阀，在事故情况下迅速切断气源，避免事故扩大。

严寒地区调压站管道设备及厂区天然气管道应考虑防冻措施。

qiti ranliao fenxi

气体燃料分析 （gaseous fuel analysis） 应用化学或物理方法检测气体燃料的特性和组分的方法。气体燃料有天然气、水煤气、高炉和焦炉煤气、页岩气、石油气等。气体燃料的分析项目一般有密度、水分、硫分、发热量、化学组分等。依据测定机理不同，划分为化学分析法和仪器分析法。

化学分析法　以被测物质的特有化学反应为基础进行分析的方法，例如测定硫分的碱溶液吸收法，测定气体组分的化学吸收法。

仪器分析法　以被测物质的物理性质和物化性质为基础进行分析，例如测定密度的比重秤法和重差计法，测定水蒸气的露点法，测定化学成分的气相色谱分析法和质谱法，以及测定发热量的雍克式流水热量计法等。

qixiang ziliao

气象资料 （meteorological data） 表征大气状态和现象的资料，包括风向、风速、气压、温度、湿度、云量等。根据地面气象观测站和高空气象探测站的观测、探测内容，一般分为地面气象资料和高空气象资料。气象资料的获取通常采用资料收集、现场观测、模式模拟等三种方式。火电厂获取气象资料可按地面气象资料和高空气象资料获取。

地面气象资料　一般情况下，可收集距离建设项目 50km 范围内的地面气象观测站的常规地面气象观测资料；如 50km 范围内有多个地面气象观测站，则需选择地理特征与建设项目所在区域一致、可代表项目所在区域气象特征的地面气象观测站；如 50km 范围内多个地面气象观测站的地理特征和气象特征类似，则遵循先基准站、次基本站、后一般站的原则，选择相应的地面气象观测站。如地面气象观测站与项目的距离超过 50km，应分析地面气象观测站气象资料的代表性，在满足代表性要求的前提下，方可引用。

对于各级评价项目，均应调查评价范围内 20 年以上的主要气候统计资料，包括年平均风速和风向玫瑰图、最大风速与月平均风速、年平均气温、极端气温与月平均气温、年平均相对湿度、年均降水量、降水量极值、日照等。

对于一级评价项目，应调查近 5 年内的至少连续 3 年的逐日、逐次的常规地面气象观测资料；对于二级评价项目，应调查近 3 年内的至少连续 1 年的逐日、逐次的常规地面气象观测资料。常规地面气象资料包括风向、风速、干球温度、低云量、总云量。根据不同评价等级预测精度要求及预测因子特征，还可选择调查湿球温度、露点温度、相对湿度、降水量、降水类型等。每日观测时次应至少为 4 次，对于仅能提供 1 日 3 次（北京时间 8：00、14：00、20：00）的气象数据，应按国家气象局《地面气象观测规范要求》对夜间 2：00 的缺测数据进行补充。

如地面气象观测站与项目的距离超过 50km，并且地面气象观测站与评价范围内的地理特征不一致或地形复杂的区域，可补充地面气象观测。在评价范围内设立地面气象站，站点设置应符合相关地面气象观测规范的要求。一级评价的补充观测应进行为期 1 年的连续观测；二级评价的补充观测可选择有代表性的季节进行连续观测，观测期限应在 2 个月以上。

高空气象资料　一般情况下，可收集距离建设项目 50km 范围内的高空气象探测站的高空气象探测资料。对于一级评价项目，应调查近 5 年内的至少连续 3 年的常规高空气象探测资料；对于二级评价项目，应调查近 3 年内的至少连续 1 年的常规高空气象探测资料。常规高空气象探测资料包括距地面 1500m 高度以下探空数据层数，每层的气压、高度、干球温度、湿球温度、风速、风向等，每日观测时次至少 1 次（北京时间 8：00）。

如果高空气象探测站与项目的距离超过 50km，高空气象资料可采用中尺度气象模式模拟的 50km 内的格点气象资料。

对于一级评价项目，可选择开展高空气象补充探测，在评价范围内设立气象观测塔或进行探空观测等。气象观测塔的设置及其他探空观测方法应符合相关高空气象探测规范的要求。

qifeng

汽封 （gland and steam sealing system） 防止蒸汽从动、静部件之间的间隙处过量泄漏，或空气从轴端处漏入汽缸的密封装置。

分类　根据安装部位的不同，汽轮机的汽封分为叶片汽封、隔板汽封和轴端汽封。

叶片汽封　包括动叶片围带处和静叶片或隔板之间的径向、轴向汽封以及动叶片根部和静叶片或隔板之间的径向、轴向汽封（见图 1）。

图 1　叶片汽封

(a)、(b) 叶片顶部和根部汽封；(c) 无围带动叶片顶部汽封；(d) 拱形围带末级动叶顶部汽封

隔板汽封　隔板内圆面或静叶片环内圆面与转子或轮毂外圆面之

间用来限制级与级之间的漏汽的汽封（见图2）。

轴端汽封　在转子两端穿过汽缸的部位设置适合不同压力降的成组汽封，也称为轴封（见图3）。

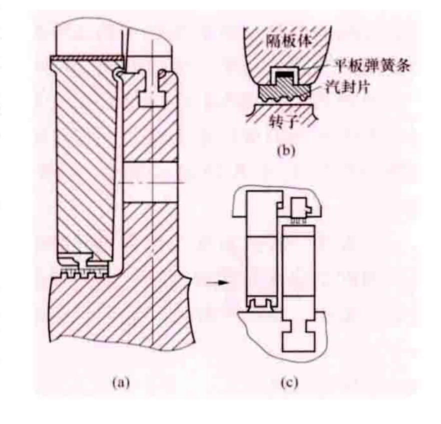


图2　隔板汽封

(a)、(b) 带有弹簧片的汽封；(c) 硬汽封

轴封在汽缸前汽封和后汽封中，按压力分成若干区段，区段形成腔室，向各腔室送入适当压力的蒸汽，或抽空气以阻止汽缸内的蒸汽向外界漏出和阻止空气漏入汽缸内部。由此形成的系统称为轴封系统（见图4）。

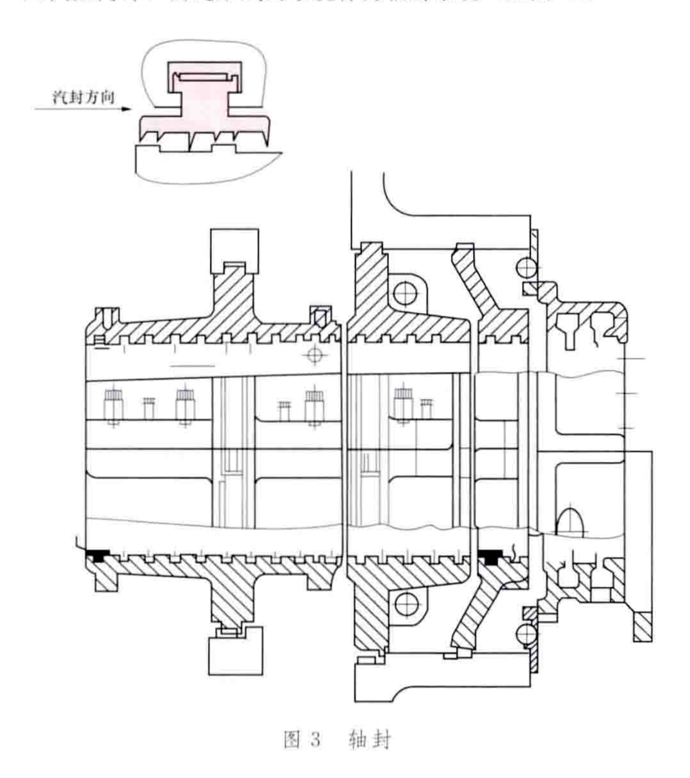


图3　轴封

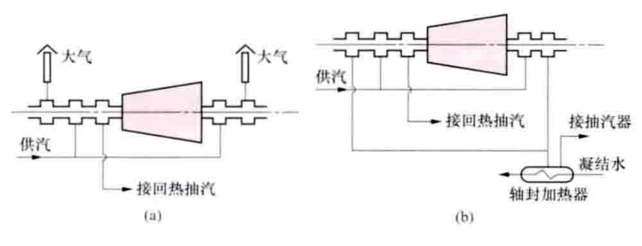


图4　轴封系统示意图

(a) 开式；(b) 闭式

近代大型汽轮机的轴封系统多采用自密封系统，由汽封、汽封压力调节站、压力及温度传感器、低压汽封减温喷水调节站、汽封冷却器、蒸汽过滤器、安全阀等组成。汽轮机组起动时，当负荷达到约20%额定负荷时，高、中压缸达到自密封，大约达到80%额定负荷时，高压缸及中压缸的漏汽就可以满足低压缸汽封的需要量。此时，整个轴封系统即达到自密封。大于80%负荷以后，高、中压汽封漏汽除向低压汽封供气外，多余的蒸汽通过溢流调节阀排往凝汽器（见图5）。

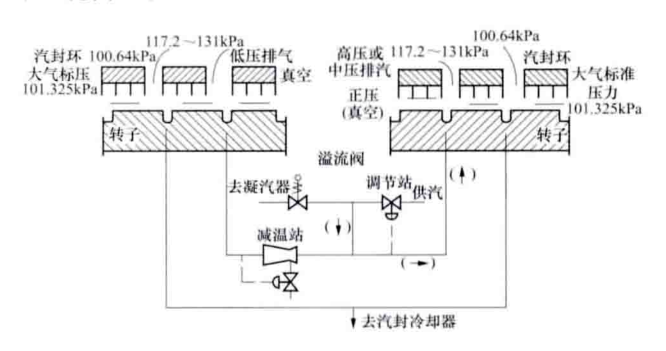


图5　大型汽轮机的自密封系统

结构　汽轮机一般采用梳齿状迷宫汽封，也称曲径汽封，一般由汽封套、汽封环和汽封套筒三部分组成。汽封套固定在汽缸上，内圆有T形槽道，汽封环用弹簧绷装在T形槽道内，一般在圆周上分成6～8块，称为汽封块。汽封块的内圆与汽封套筒或轴的外圆上，有相互配合的梳齿及凹凸肩，形成蒸汽曲道及膨胀室。

汽封设计应考虑：①封汽阻力尽量大，使漏汽在形成蒸汽曲道及膨胀室中能量消耗尽量充分。②动静部件之间的径向间隙尽量小，但不能相互碰磨。还要考虑如一旦碰磨，使其接触面积尽量小，产生的摩擦热量尽量少，且加大传热热阻，不使周围主件受热变形的结构。③动静部件之间的轴向间隙应保证在汽轮机组起动、停机全过程中，动静部件之间轴向不致碰磨，且留有其热膨胀差及相对机械位移的余地。因此，现代大型汽轮机汽封通常采用以下结构型式：早期使用的整体汽封（见图6）、镶片式汽封（汽封齿镶嵌在转子或静止部件上，见图7）、无凸肩梳齿式汽封（见图8）、蜂窝式汽封（见图9）和可调式汽封（见图10）。可调式汽封的汽封齿与转子之间间隙随着蒸汽压力增加而减小，直到设计值。当停机时，汽压降低，由弹簧力的作用使汽封间隙回到最大值，以防止动静之间碰磨。

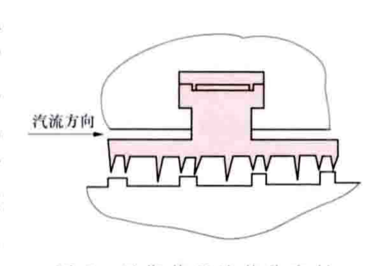


图6　早期使用的整体汽封

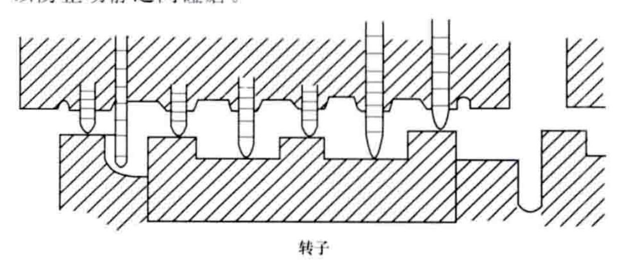


图7　镶片式汽封

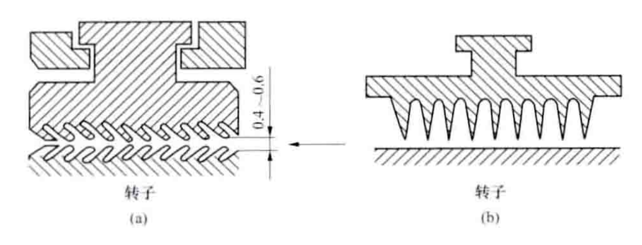


图 8　无凸肩梳齿式汽封
(a) 斜齿；(b) 直齿

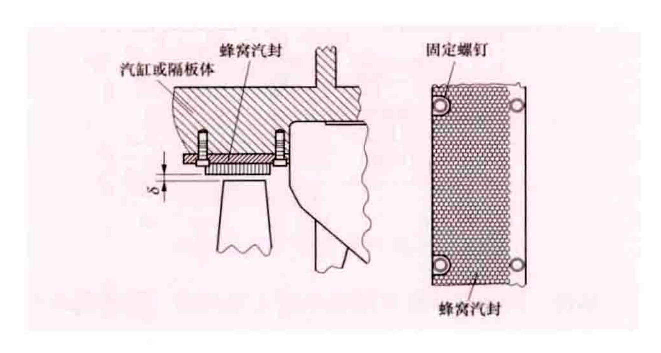


图 9　蜂窝式汽封

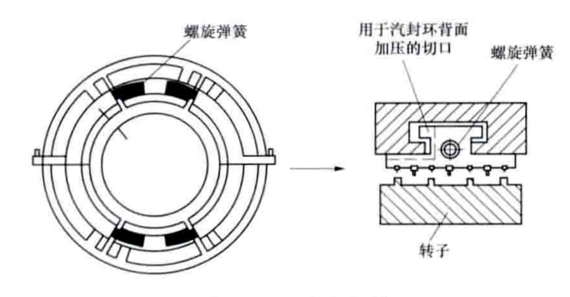


图 10　可调式汽封

qigang falan jiehemian bianxing chuli

汽缸法兰结合面变形处理　(repair of deformed surface of turbine cylinder flange)　汽缸在加工制造时时效处理不够或制造工艺不完善，铸件内部会存在残余应力，这些残余应力在机组投运后逐步释放出来，会造成汽缸变形。汽轮机在起、停或运行中由于操作不当，造成汽缸内外壁温差过大，也会造成汽缸变形，这种变形多发生在调节级附近。汽缸发生变形，法兰结合面（上下汽缸中分面）之间不能密合。一般规定，紧固 1/2 数量的汽缸法兰结合面螺栓，检查汽缸法兰结合面间隙，如果存在 0.05mm 以上间隙，深度超过密封面的 1/3 时，应进行处理。一般处理方法有热喷涂法、涂镀法、研修法、加垫片法、补焊法等。

热喷涂法　将法兰面清洗干净，用专用的热涂枪将焊丝均匀喷涂在欲填补的法兰面上。喷涂层和法兰面金属应熔接。喷涂层厚度一般不大于 1.2mm，否则容易使喷涂层翘起或脱壳。热喷涂法一般适用于法兰面要处理的面积较小，但深度较深的情况。

涂镀法　将法兰面清洗干净，用合适的涂镀液作为电解液涂在法兰面上，利用直流电使涂镀液中的金属离子逐渐均匀涂镀在法兰面上，一直达到所需厚度为止。一般涂镀层厚度不超过 1mm，以避免脱壳。涂镀法一般适用于法兰面要处理的面积较大，但深度较浅的情况。

研修法　用研磨和修刮汽缸法兰面的方法，消除汽缸法兰结合面的间隙。研磨和修刮的总厚度不能太大，以不影响动静间隙为限，总量一般控制在 2mm 以内。

加垫片法　当汽缸法兰结合面变形间隙小于 0.3mm 时，可采用特制的石墨片作为垫片。也可以采用在法兰面的内外两侧分别加上含有经退火的铜丝网的石棉带，厚度可为 0.5～1.0mm。

补焊法　将汽缸法兰结合面间隙处堆焊后再重新打磨平整，消除结合面间隙的方法。因为补焊可能会引起汽缸局部的应力集中，难以消除，一般不轻易采用。

qigang liewen chuli

汽缸裂纹处理　(repair of cylinder cracks)　汽轮机在检修中必须对汽缸进行仔细的检查，主要目的是查清汽缸各部位是否产生裂纹。一旦发现裂纹，则必须加以处理。

裂纹产生的原因　一般有两种：①制造过程中工艺不够完善而造成金属内部存在过大的内应力导致产生裂纹；②由于运行条件恶劣而产生过大的热应力，或是长期高温（超出规范）运行，导致材质早期失效产生裂纹。

裂纹的检查　在证实汽缸产生裂纹后，必须查明裂纹的长度和深度，以便采取不同的措施进行处理。裂纹的长度从外观上比较容易确定；裂纹的深度一般需用钻孔法、大电流法或超声波法加以测定。钻孔法是在裂纹处用逐步钻深的方法检查裂纹的深度，直到没有裂纹为止。对于铸钢汽缸，钻孔至切屑连续不断屑时的深度即该处裂纹深度。大电流法是在汽缸裂纹的两侧，通以由直流电焊机来的大电流，然后测量裂纹两侧的电压降，再与模拟标定值相比，估计出裂纹深度。超声波法由无损检测专业人员进行，裂纹表面需打磨光滑，使探头有良好接触。对铸件做超声波探测时，考虑到铸件质量和形状等关系，一般将探测结果与用着色、磁粉检测的结果相校核后，再确认裂纹深度。

裂纹的处理　确定裂纹的长度和深度后，应选择合适的方法进行处理。对于达到使用寿命而产生材质老化的铸铁汽缸上的裂纹，一般先在裂纹两端钻止裂孔，然后挖去裂纹部分的金属直至裂纹消除，依不同的母材选择不同的焊接工艺进行焊接。当汽缸上裂纹较长而接近于穿透时，在裂纹挖除并补焊后，还可在裂纹两侧的汽缸外表面上用一厚钢材贴合的覆板加紧固销钉予以加强。当汽缸裂纹长度和深度均不大，即对强度的影响仍在许可范围内时，也可仅在裂纹两端钻止裂孔，除去裂纹后不加补焊。以上方法适用于中小型机组的铸铁汽缸。对高温高压大型汽轮机合金铸钢汽缸裂纹，只能用挖补的方法，在焊补前将裂纹两侧的金属全部挖掉并清理干净，再进行焊补将裂纹填满。

qilun fadianji

汽轮发电机　(turbogenerator; turbine generator)　火力发电厂或核能发电厂中以汽轮机或燃气轮机驱动作为发电机运行的圆柱形转子同步发电机，又称透平型发电机、隐极同步发电机（cylindrical rotor synchronous machine）。现代的汽轮发电机都是三相交流旋转发电机，它利用电磁感应原理，将汽轮机或燃气轮机的机械能转变为电能输出。

发展简史　1844年，英国埃尔金顿公司（Elkington）制成世界上首台蒸汽机驱动的直流发电机。1866年，德国人W.F.西门子提出了发电机的工作原理，并由西门子公司制成世界上首台交流发电机。世界上第一台汽轮发电机是1884年由英国人C.A.帕森斯（Charles Algernon Parsons，1854—1931）试制成功并由帕森斯公司制造出的直流发电机，功率只有7.5kW。1888年以后，相继制造成功75kW和1MW的交流汽轮发电机。1898年，瑞士BBC公司制造出第一台100kV·A汽轮发电机。1900年和1903年美国西屋公司相继制造出1.5MW和5MW的汽轮发电机。世界上各种容量等级的首台汽轮发电机投入年份如表1所列。

表1　各种容量汽轮发电机首台投入年份表

年份	机组容量(MW)	备注	年份	机组容量(MW)	备注
1903	5		1960	500	表中所列200～1300MW机组是火电双轴机组
1904	10		1963	700	
1911	20		1965	1000	
1912	25		1969	1100	
1924	50		1972	1300	
1925	100		1981	1200	火电单轴
1930	200	表中所列200～1300MW机组是火电双轴机组	1984	1350	核电单轴(半转速)
1955	300				
1959	450		1991	1500	核电单轴(半转速)

中国于20世纪40年代初制成的2MW汽轮发电机，转子还是进口的。1952年，中国首台引进技术25MW汽轮发电机组在辽宁阜新电厂建成投运。1954年上海电机厂开始制造6MW空气冷却的汽轮发电机，1958年自行设计制造出世界上第一台双水内冷的12MW汽轮发电机，1960、1969年分别自行设计制造出双水内冷100MW和125MW汽轮发电机。

20世纪80年代，中国从美国西屋公司引进技术制造的300MW和600MW汽轮发电机已分别于1987年和1989年投入运行。从日本日立公司引进技术的600MW汽轮发电机也于1997年投入运行。从阿尔斯通公司（原ABB公司）引进、国内制造的330MW空冷汽轮发电机和从德国西门子公司引进的1000MW汽轮发电机，分别于2007年和2008年投产。

中国引进技术和自行设计的各种容量等级首台汽轮发电机制成年份如表2所列。

表2　中国首台各种容量汽轮发电机制成年份表

年份	容量(MW)	设计性质	冷却方式	制造厂
1954	6	引进技术	空冷	上海电机厂
1956	6	引进技术	空冷	上海电机厂
1957	12	引进技术	空冷	上海电机厂
1958	25、50	引进技术	空冷	上海、哈尔滨电机厂
1958	12	自行设计	(定、转子)双水内冷，铁芯空冷	上海电机厂
1959	50	自行设计	定子、铁芯氢外冷，转子氢内冷	哈尔滨电机厂
1959	50	引进技术	氢外冷	哈尔滨电机厂
1960	100	自行设计	(定、转子)双水内冷，铁芯空冷	上海电机厂
1966	100	引进技术	定子、铁芯氢外冷，转子氢内冷	哈尔滨电机厂
1966	50/60	自行设计	氢外冷/双水内冷	哈尔滨、上海电机厂
1969	125	自行设计	(定、转子)双水内冷，铁芯空冷	上海电机厂
1971	75	自行设计	氢外冷	东方电机厂
1972	200	自行设计	双水内冷、水氢氢	哈尔滨电机厂
1972	300	自行设计	(定、转子)双水内冷，铁芯空冷	上海电机厂
1985	300	自行设计	水氢氢	东方电机厂
1985	300	引进技术	定、转子氢内冷、铁芯氢外冷	上海电机厂
1987	600	引进技术	水氢氢	哈尔滨电机厂
1989	300	与西屋公司合作设计	水氢氢	上海电机厂
1996	600	与西屋公司合作设计	水氢氢	哈尔滨电机厂
2006	1000	引进技术	水氢氢	上海汽轮发电机有限公司
2007	330	引进技术	空冷	济南发电设备厂

工作原理　汽轮发电机有旋转和静止两部分，旋转部分称为转子（见汽轮发电机转子），静止部分称为定子（见汽轮发电机定子），都嵌有线圈组成的绕组。一般是在转子的励磁绕组上通入直流电流，在转子外周产生接近正弦分布的励磁磁场。励磁磁场的大部分磁通穿过气隙与静止的定子电枢绕组相交链。当原动机驱动转子以一定速度旋转时，在定子电枢绕组内就感应出基本上按时间的正弦函数变化的交流电动势。定子绕组的线圈分三个相带排列，见图1（a），三个相带在每对磁极空间的位置彼此相差120°，所以感应出大小相等的三相交流电动势，在时间上相位也各相差120°，见图1(b)。定子绕组的出线端接通三相对称负载以后，定子绕组内就产生彼此相位相差120°的三相电流。这三相电流也产生一种磁场（见电枢反应），与

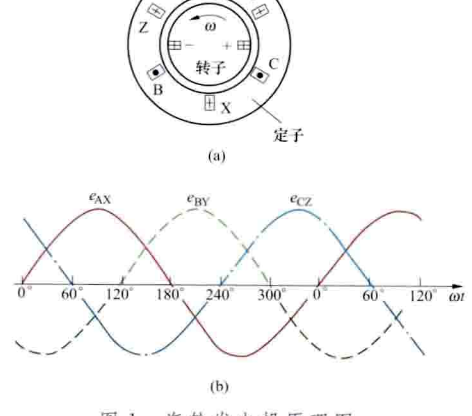


图1　汽轮发电机原理图

(a) 绕组排列简图；(b) 三相电动势相位图

转子磁场以同步转速旋转，此磁场改变了原来转子励磁磁场所产生的气隙磁通，使转子励磁电流根据需要增加（电感性负载电流）或减少（电容性负载电流），以维持定子绕组输出端的额定电压。同时电枢电流与气隙磁通相作用所产生的电磁力和电磁力矩，对转子的旋转起制动作用（见电磁制动转矩），原动机需要增加机械转矩，使转子转速维持在额定频率的同步转速。

通常汽轮发电机与电力系统并联运行，其起动升速达到额定转速再升压达到额定电压后并网运行。发电机与电力系统并联后，通过控制系统调节汽轮机的调节汽阀或燃气轮机的燃料输入，可以改变发电机的有功功率，而调节励磁电流则改变发电机的无功功率。

结构及附属系统　汽轮发电机由转子、定子及励磁系统（见汽轮发电机励磁系统）和冷却系统（见汽轮发电机冷却技术）等附属系统组成。转子通常由轴伸及具有下线槽的细长圆柱形本体段、励磁绕组、槽楔、护环、中心环、风扇等组成。励磁绕组嵌放在转子本体段的槽内。转轴两端装有风扇，使冷却用的空气或氢气在机内循环。轴伸部分由轴承支承，轴两端分别与汽轮机（或燃气轮机）和励磁机相连接。为了提高汽轮发电机承受负序电流的能力，并避免次同步谐振时的负阻尼，有些制造厂在转子槽楔下压有阻尼条，阻尼条两端接短路环，形成阻尼绕组。定子由电枢绕组、铁芯以及机座和端盖等组成。

冷却系统和励磁系统是汽轮发电机必不可少的附属系统，前者的作用是将汽轮发电机内部产生的热量散到机外，以保证各工作部件的温度在限值以内；后者的作用是为励磁绕组提供可调节电流，满足汽轮发电机和电力系统在正常运行及各种故障状态下对电压和无功功率的各种变化需求。

类型　按转子磁极数分，汽轮发电机有二极式和四极式两种。

世界各国的电力系统的工作频率分两种，即 50Hz 和 60Hz。汽轮发电机至少有两个磁极，对应的最高转速是 3000r/min 或 3600r/min，其转子都是圆柱体（即隐极式转子）。发电机由于各种原因采用半转速时，即 1500r/min 或 1800r/min，需采用四极式发电机。核电厂的大容量汽轮机多采用半转速，其发电机是四极式。四极式发电机的离心力小，直径可以大些，因此转子轴和护环的材质要求比较低，转子临界转速比较高，动平衡问题比较容易解决；转子转动惯量大，对电力系统的动态稳定性有利；四极定子铁芯振动节点较多，不会产生倍频振型，无需采取专门的机座隔振措施；由于励磁机匝数较少，转子绕组容易冷却；风损、铜损和定子端部附加损耗比较低，效率较高。（见发电机效率）四极式发电机的缺点是转子的锻造和加工要求较大规格的设备，暂态电抗比较高，对电力系统的稳定性不利。

发展趋势　提高发电机的单机容量，可提高其能量转换率，减少制造材料消耗和建设运行费用，经济效益高。发电机容量从小向大发展，主要依靠发电机冷却技术的改进及设计技术的进步。

为了优化发电机性能，提高发电机的综合经济指标，增进发电机整体的可靠性，简化和便于运行和维护并解决一些环保问题，新的突破性技术正在世界各大制造公司加紧推进，其主要开发专题有：

（1）高电压发电机（见图 2）。无须用升压变压器而直接与 30～500kV 电网联结。ABB 公司制造的首台 11MV・A、45kV、600r/min 水轮发电机于 1998 年初在瑞典波尔尤斯（Porjus）水电站通过了运行试验，在此基础上，ABB 公司又开发出以森林木材废料为燃料的热电站用高压发电机（电功率 38MW，供热 71MW，废气回收热量 15MW）。高电压的定子绕组由交联耦合的聚乙烯（XLPE）绝缘电线穿绕而成，其承受电压可高达 500kV。这种高电压发电机的优点是：电站占地面积小，设备减少，可靠性提高，维修费减少，成套设备效率高，寿命期间的开支减少 30%，以及解决油、环氧树脂和其他材料的污染问题。

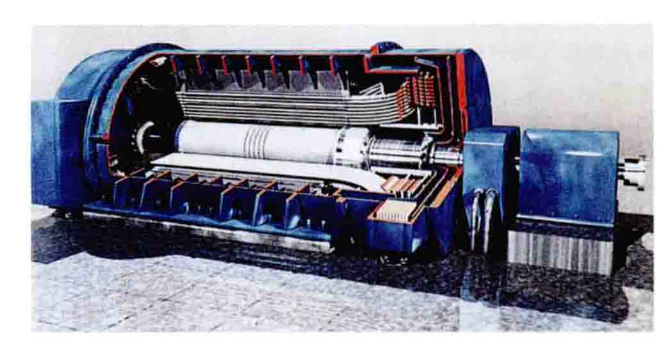


图 2　136kV 高压发电机示意图

（2）超导发电机。同步发电机的励磁绕组导线采用超导体，定子绕组采用常导的电枢绕组，或励磁绕组和电枢绕组均采用超导体的发电机，后者又称为全超导同步发电机。这一新技术旨在提高发电机单机容量和提高发电机的效率，据分析其极限容量可达数千兆瓦。

20 世纪 60 年代，美国麻省理工学院研制成功世界上第一台旋转超导磁场绕组的超导发电机。20 世纪 80 年代，美国、苏联、日本、德国、法国等也都在研制百兆瓦级发电机项目中开展工作。中国在 1977 年研制成功第一台 400kV・A 超导发电机。日本于 1995 年制成 3 台 70MW 超导发电机，均为 200MW 超导发电机模拟机，其中日立、东芝、三菱各一台，以上所用超导材料为 NbTi 和 Nb3Sn，采用液氦（沸点 4.2K）制冷，制冷系统复杂，称为低温超导发电机。1986 年发现了高温超导陶瓷材料，临界温度较高，可以采用较高温度液氮（沸点 77K）来冷却，深冷系统效率提高到 50 倍以上，降低了成本，给超导发电机发展带来新局面。美国于 2006 年研制了 100MV・A 高温超导发电机，日本正在研制 200MW 高温超导发电机，俄罗斯则在研制 220MW 高温全超导发电机。

（3）全液冷发电机。定、转子及铁芯全部采用单一液体冷却介质（水或油）冷却，取消氢气系统。全水冷极限容量可提高到 2000～3000MW，但结构复杂，工艺要求高，易出现薄弱环节。

（4）无槽发电机。因大机组的气隙大，其绕组可固定在无槽的定、转子的铁芯表面上，转子没有齿部高应力区，其直径可增大 10%～15%，而定子避免齿部磁通饱和，气隙磁密度可提高到 2.0T，这样极限容量可达 2000～3000MW，而材料消耗可降低 50%，暂态电抗约为原来的 50%。但把绕组固定到定、转子铁芯表面上还是有待解决的技术难题。

（5）蒸发冷却发电机。利用低沸点介质蒸发时的吸热能力提高冷却效能。蒸发冷却发电机是中国科学院电工研究所首创并具有自主知识产权的技术，已在三峡水电站安装的世

界上最大的水轮发电机上应用。该技术在汽轮发电机上的应用稍滞后一些，已制定行业标准，并正在300MW及以上大型汽轮发电机上开展应用。

参考书目

李发海，朱东起．电机学．5版．北京：科学出版社，2013.

qilunfadianji anzhuang

汽轮发电机安装 (turbogenerator erection) 汽轮发电机各组合零部件通过检查、清理、检测、连接、平衡、冲洗和试验等工艺手段在基座上进行的整体装配及检查工作，施工内容主要有定子就位、穿转子、转子找中心、定子对转子找中心、轴承座绝缘、密封瓦安装、氢冷与水冷系统安装和密封试验及发电机电气试验等。

定子就位　汽轮发电机定子是电厂最重的单件之一，起吊就位需采取特殊措施。定子重量一般超过汽机房桥式起重机的额定起重量，定子就位常用的方法有：①在桥式起重机的桥架上增加一台临时起重机，配合原有起重机一起抬吊。②利用两台桥式起重机抬吊定子。③用液压顶升机或液压提升装置将定子从零米逐步起升至运转层，再用重物移运器将其平移到基础底板上方，然后顶升就位（见图1）。



图1　600MW发电机定子吊装就位

穿转子　定子是筒形结构，转子是穿入定子腔就位的（见图2）。穿转子常用的方法有：①接轴法。将发电机后轴承座先与转子装配在一起，使转子的起吊重心移向励磁机侧，以增加转子穿入长度。同时在转子前端接1～2节短轴，穿转子时短轴伸出定子的另一端，可两端起吊，并逐步拆除短轴完成穿转子工作（见图3）。②滑移法。在转子前端设一小车或弧形滑块，吊点在转子后部，起吊后向前推送，直至转子前端沿定子铁芯滑出。该方法需在定子铁芯内膛铺弧形板，板下垫以整张软质垫片以保护铁芯不致受压损伤；弧形滑块和弧形板之间采用必要的润滑措施，一般涂油脂、石蜡，或者采用气垫滑块等方式（见图4）。



图2　600MW发电机穿转子

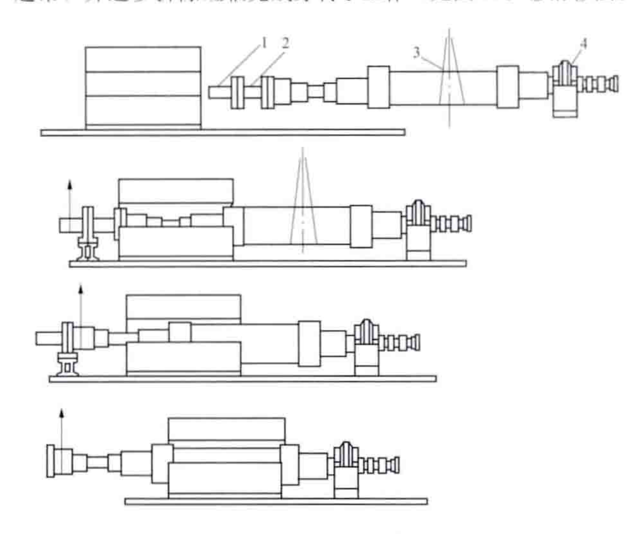


图3　用接轴穿发电机转子示意图

1—第一段接轴；2—第二段接轴；3—钢丝绳；4—临时支架

转子找中心　安装时汽轮发电机轴系找中心工作与汽轮机本体安装同时进行。汽轮发电机转子按联轴器调整与汽轮机低压转子联轴器的同心度和端面平行度，联轴器找中心时需要对同心度和端面平行度调整到制造厂的设定值。

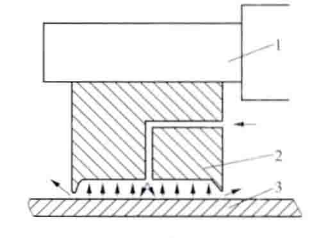


图4　气垫滑块示意图

1—发电机转子；2—气垫滑块；3—定子内膛弧形板

定子对转子找中心　主要是定子与转子之间的空气间隙和磁场中心找正，以减少运行时不均衡磁拉力引起振动和不均衡电流引起定子绕组局部过热。该工序在汽轮发电机组联轴器中心找好后进行。空气间隙是测量发电机前后两端定子和转子间上下左右4点的间隙，调整定子位置找正。磁场中心是调整两端定子绕组与转子套箍之间的距离，由于运行时发电机转子会热胀伸长，同时汽轮机有相对胀差，所以定子相对于转子的磁场中心应向励磁机端偏移一预留值。

轴承座绝缘　为防止轴电流，发电机后轴承及励磁机轴承的油管、螺栓、销钉等与台板之间，以及氢冷发电机的轴密封装置与发电机外壳之间应垫绝缘垫，使其回路断开。安装时应同时对需绝缘的部位进行绝缘测量。

密封瓦安装　氢冷发电机的转子两端有密封瓦装置，密封油压力比氢气压力略高，将氢气与空气隔绝，防止氢气外泄。密封瓦安装时要求密封油室内的任何接触面都接触良好。用盘式轴密封时，安装密封瓦与轴垂直并贴紧密封盘，盘动转子检查干磨痕迹来判断接触情况，接触不良者加以研磨。用环式轴

密封时，应保证轴向位置正确，径向与转子同心。

氢冷或水冷系统密封试验　氢冷发电机应进行定子风压、转子风压及安装完后的整套风压试验。整套气密性采用干燥清洁的压缩空气进行，在规定压力下检漏，并进行一昼夜的漏气量检定。检漏可用肥皂水，也可在压缩空气中充入一定量的卤素气体，采用卤素检漏仪进行泄漏检查。水内冷发电机安装前要对定子和转子进行水压试验，检查绝缘引水管接头有无松动漏水；水压用水应使用除盐水；应做水流量试验，以确定发电机内部无堵塞。水压前后应检查定子绕组绝缘数值。水冷系统必须经水冲洗合格后才能投入运行，冲洗必须使用合格的凝结水或除盐水。

电气检查　安装前需对绕组及其相关结构进行检查。对定子部分的检查内容有：①以木锤轻扣槽楔，如松动段较长，用凿子把槽楔打出，用绝缘纸板垫实。②检查绕组离槽口段直至端部的绝缘表面，有无伤痕或起泡现象。如有，可用粉云母、沥青、绝缘漆等修理。③检查绕组端部与绑环是否靠紧垫实。如需处理，应使用浸渍过的绝缘材料。处理时防止损伤端部表面的防晕半导体涂层。④检查铁芯通风孔是否清洁畅通。

对转子部分主要检查通风孔有无堵塞，平衡螺栓和平衡块是否锁定，风扇叶片是否完整牢固等。

电气试验　试运行前测量定子穿芯螺栓和测温器对铁芯及外壳的绝缘电阻，测试定子和转子绕组的绝缘电阻、直流电阻。进行直流耐压试验，测量泄漏电流，并进行交流耐压试验。在运转时测试短路特性、空载特性，进行匝间耐压试验等。

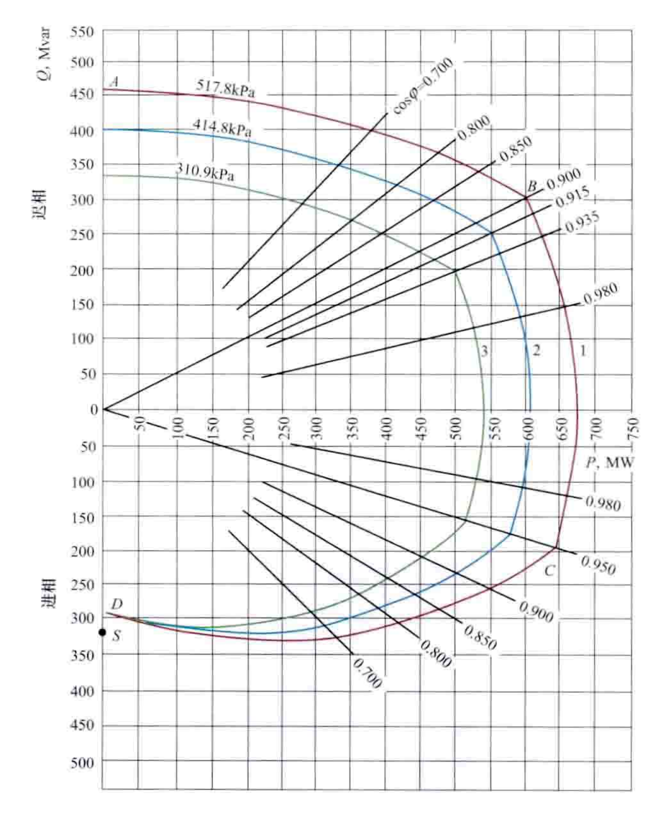
绝缘电阻或吸收比低于规定值时应进行干燥，可按现场条件选用合适的方法。包括：①使用热风加热器，在发电机两端连接热风管，形成热风循环对发电机进行干燥。②穿转子前单独进行定子干燥时，可用铁芯感应的涡流加热定子绕组，在定子上穿膛缠绕励磁绕组，其线径与匝数由计算确定。③水内冷定子宜用热水循环干燥。

qilun fadianji chulitu

汽轮发电机出力图

（turbogenerator capability diagram）　在额定转速和额定端电压下，汽轮发电机在各种不同的功率因数时（对氢冷发电机还有表示不同氢压时）可能输出的有功和无功功率的曲线。此曲线图主要表示对应不同有功功率时可能输出的无功功率，因此又称发电机无功出力曲线（generator reactive capability curve）。

图示为某台667MV·A汽轮发电机的出力图，图中横坐标的上部是发电机的迟相运行区，下部是进相运行区。曲线的 BC 段是以 O 点为圆心、额定视在功率值为半径的圆弧，表示发电机输出功率受定子电流的限制，而实际有功功率的输出受汽轮机出力的限制。曲线的 AB 段是以 S 为中心（OS＝额定视在功率值×短路比）、SB 为半径的圆弧，表示发电机低功率因数运行时，输出功率受额定励磁电流值的限制。曲线的 CD 段是制造厂根据试验和计算绘出的圆弧，表示发电机低励磁进相运行时，输出功率受到定子端部绕组所引起的铁芯端部发热的温升限制（见最低励磁限制）。铁芯端部发热与端部漏磁磁密有关，也与端部结构所采取的电磁屏蔽措施以及冷却条件有关，因此发电机的输出功率小于额定视在功率值。在此运行区内，发电机的输出功率还受到静态稳定极限的限制。当发电机配置快速反应励磁系统时，发电机的静态稳定极限可以提高，图中曲线1、2及3还分别表示在不同氢压运行时的发电机的出力曲线。



667MV·A汽轮发电机出力图

发电机在电网中进相运行时，还受到系统电压降低的限制，包括发电机端电压和所带厂用系统电压，均可能限制进相运行的深度，使实际可调度的无功出力通常小于制造厂给出的无功出力曲线，机组容量越大，这个问题越明显。故对发电机的实际进相运行能力要求通过现场试验确定，并与电网调度部门达成协议，按实际可能的出力图运行。

qilun fadianji diankang

汽轮发电机电抗

（reactances of turbogenerator）

汽轮发电机在额定转速下正常运行、突然短路或带不对称负载运行时，由电枢电流产生的电枢绕组总磁链所感生的电压基波分量与电枢电流基波分量的比值。对应不同的运行工况，汽轮发电机有同步电抗、暂态电抗、次暂态电抗、正序电抗、负序电抗和零序电抗等不同的电抗。它们是发电机在不同运行工况时的内部电抗，因此在建立电力系统的数学模型时，可用相应的电抗和电动势代表汽轮发电机。

同步电抗　电枢反应磁动势和电枢电流可分解为直轴分量和交轴分量，与此相对应的有直轴同步电抗 X_d 和交轴同步电抗 X_q。直轴同步电抗 X_d 为同步发电机在额定转速下运行时由直轴电枢电流产生的直轴总磁链在电枢所感生的持续交流电压的基波分量与该交流电流基波分量之比，为直轴电枢反应电抗与电枢漏抗之和。交轴同步电抗 X_q 与交轴分量相对应。隐极式同步发电机的直轴同步电抗和交轴同步电抗基本相等。对凸极式同步发电机，由于直轴方向和交轴方向磁阻不同，直轴同步电抗一般比交轴同步电抗大。直轴和交

轴同步电抗可以从设计数据求得，也可以用转差法测得。由于短路时电枢反应基本上在直轴方向，故按短路法所得到的同步电抗即为直轴同步电抗。略去电枢绕组的电阻，直轴同步电抗即为在额定转速和给定励磁电流下发电机的空载电压与发电机出线端三相短路时的电枢电流的比值。直轴同步电抗可从空载特性曲线和短路特性曲线求得（见汽轮发电机特性曲线）。由于饱和程度不同，同步电抗将随励磁电流不同而变化。在额定负载下同步电抗的标幺值可取为短路比的倒数，它是同步电抗的饱和值。现代汽轮发电机的同步电抗标幺值约为1.5～2.4。同步电抗越小，则发电机静态稳定功率极限越大，在进相运行时能吸收较多无功功率。

暂态电抗　也称瞬态（变）电抗。同步发电机在额定转速下运行，电枢电压发生突变时，如出线端三相短路，在不考虑开始几个周期内由阻尼绕阻引起的快速衰减部分后，由总磁链产生的电枢交流电压基波分量初始值与同时变化的电枢交流电流基波分量的比值称为暂态电抗，与直轴分量相对应的称直轴暂态电抗 X'_d，与交轴分量相对应的称交轴暂态电抗 X'_q。X'_d 等于电枢漏抗加上由直轴电枢反应电抗和励磁绕组漏抗两者并联组成的电抗。X'_q 等于电枢漏抗加上交轴电枢反应电抗，即等于交轴同步电抗 X_q。暂态电抗主要用于较长的电磁暂态过程的计算。暂态电抗越小，则发电机的动态稳定功率极限越大，负载突然变动时的电压变化越小。

次暂态电抗　也称超瞬态（变）电抗。同步发电机在额定转速下运行，电枢电压发生突变时，如出线端三相短路，电枢绕组电流也将发生突变。根据磁链守恒定律，励磁绕组和阻尼绕组的磁通不能突变，该电流增加的电枢反应磁通不能穿过励磁绕组和阻尼绕组而只能沿这两绕组外部通过，磁阻较大。此时由原磁链产生的电枢交流电压基波分量突然变化的初始值与同时变化的电枢交流电流基波分量的比值称次暂态电抗，与直轴分量相对应的称直轴次暂态电抗 X''_d，与交轴分量相对应的称交轴次暂态电抗 X''_q。X''_d 等于电枢漏抗加上由直轴电枢反应电抗、励磁线组漏抗和直轴阻尼绕组漏抗三者并联组成的电抗。X''_q 等于电枢漏抗加上由交轴电枢反应电抗和交轴阻尼绕组漏抗两者并联组成的电抗。X''_q 约等于（1.0～1.1）X''_d。X''_d 越小，短路冲击电流越大，作用于电枢绕组端部的力和作用于转轴轴颈的电磁转矩也越大，发电机承担不平衡负载的份额也越大。中国国家标准规定 X''_d 的饱和值不小于0.1。

正序电抗（X_1）　发电机在额定转速下运行时，由额定频率正序电枢电流所引起的正序电枢电压的无功基波分量与该电流之比。X_d、X_q、X'_d、X'_q、X''_d 及 X''_q 均为对应于稳态、暂态和次暂态过程的正序电抗。

负序电抗（X_2）　发电机在额定转速下运行时，由额定频率正弦负序电枢电流所引起的负序电枢电压的无功基波分量与该电流之比。X_2 与转子的类型及结构有关，并随发电机的运行状态不同而变化，实际应用时一般按 $X_2=(X''_d+X''_q)/2$ 计算。

零序电抗（X_0）　发电机在额定转速下运行时，由额定频率零序电枢电流所引起的零序电枢电压的无功基波分量与该电流之比。定子绕组的绕法对 X_0 的影响很大，当采用2/3节距双层绕组时 X_0 最小。零序电流在三相绕组中产生的磁动势在时间上同相而在空间上差120°，因此总和为零，即不产生电枢反应。所以 X_0 比电枢漏抗还小，其标幺值一般在0.05～0.12之间。

qilun fadianji dingzi

汽轮发电机定子　(turbogenerator stator)　汽轮发电机本体的静止部分，是汽轮发电机的关键部件之一，又称静子。它由导磁的定子铁芯、导电的定子绕组以及固定铁芯和绕组并形成冷却介质通道的定子机座（包括机座、端盖、铁芯压圈、固定绕组的绝缘支架、槽楔等）三部分组成。

定子铁芯　铁芯呈圆筒状，在内圆的周向均匀分布齿和槽，在槽部嵌入定子线圈（见图1）。其齿部和轭部与定、转子之间的气隙以及转子本体组成闭合磁路，使转子励磁绕组通电后产生的旋转磁场切割定子线棒，感应出交流电动势，并发出电力。

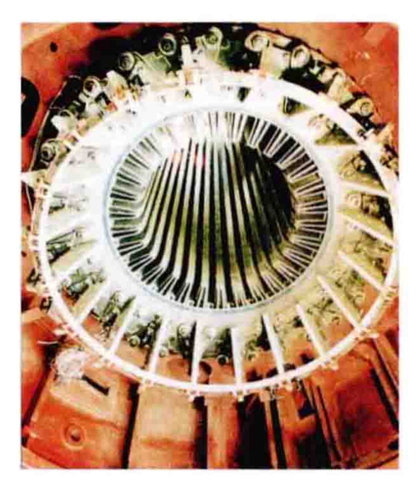


图1　汽轮发电机定子铁芯

定子铁芯主要包括由硅钢片叠装成的铁芯本体，用以压紧铁芯齿部和轭部的齿压板（或压指）和端部压圈，以及防止铁芯周向移动而固定在定子机座内圆的定位筋。对大容量发电机的定子铁芯，通常还设有穿过铁芯轭部冲孔，周向均布的拉紧螺杆，防止轭部和齿部松动以及断齿等故障。螺杆要与铁芯绝缘。有些制造公司把定位筋兼作铁芯轴向拉紧螺杆，伸出压圈的两端用螺帽拧紧，使铁芯组成圆筒状的紧密整体。

铁芯冲片采用高导磁、低损耗的冷轧无取向或有取向的电工硅钢片；小型定子冲片可以整块冲成圆环后再冲槽；当铁芯外径大于1m时，每层钢片由若干扇形片组成，扇形片用复式冲模一次成形。冲片间有绝缘以防止片间有涡流。优质硅钢片原有无机性镁磷酸盐覆盖层（一般单边厚0.025～0.050mm），在冲剪去毛后，需经自动涂漆机涂1～2层有机或无机漆（一般单面厚0.01mm以内）。铁芯一般沿轴向分段，每段厚30～60mm，段间有扇形风道片组成的宽6～10mm的径向风道，以加强铁芯冷却。在每段铁芯中间压入一层厚0.2mm左右的绝缘垫片，避免片间绝缘破坏时局部故障的扩大，使铁芯局部过热而烧毁。按设计要求，在相应铁芯段的齿、轭部埋入预制的热电偶或热电阻测温元件。

为减少端部损耗和发热，定子铁芯两端的压圈和齿压板或压指一般选用反磁钢或非磁性球墨铸铁。齿压板也有用黄铜铸件的。大型发电机的铁芯端部还有电屏蔽和（或）磁场屏蔽措施，进一步降低端部损耗和温升。

定子绕组　又称电枢绕组。一般采用三相双层短距分布绕组，每相绕组由若干线圈串联而成，同一线圈的两个线圈边相隔一定节距，其节距小于极距。每个槽中各有一个上层和下层线圈边。这类绕组的优点是：可选择有利的节距以改善磁动势和电动势波形；端部的排列便于嵌装和固定（对大

容量电机来说，这一点尤为重要)；每个线圈的尺寸相同，便于加工和更换。

除6MW及以下的小型发电机每个线圈可由2～3匝组成外，其他均为单匝的线圈。组成1个单匝线圈的两个各占半匝的线圈边，称为定子线棒。300MW及以上的大容量发电机相电流较大时，每相绕组可由两个支路并联组成。

(1) 定子线棒。线圈由两个嵌在槽内的半组式线圈组成，在端部线鼻处用对接焊或并头套焊接成一个整线圈。每个线圈通常由双排多股绝缘扁导线通过换位编织而成。槽内换位有360°和540°两种。小容量定子有采用半闭口槽的，线棒从定子一端穿入槽内，再在端部进行焊接，端部线棒和定子轴线呈90°。通常定子均用开口槽，线棒嵌入槽内，再在端部进行焊接，端部线棒组成篮式渐开线，与定子轴线之间的夹角一般在20°～30°之间。

线棒剖面大致有下列三种典型形式：①由多股扁铜线组成通电截面［见图2 (a)］，扁铜线外包以厚约0.15mm的股间绝缘，以减少涡流损耗，用于气体外冷绕组；②由绝缘扁铜线和空心裸扁铜线组成通电截面［见图2 (b)］，其空心部分通水，用于水内冷绕组；③由扁铜线和空心裸不锈钢管组成［见图2 (c)］，其中铜线通电，不锈钢管通水或冷却气体，用于液体或气体内冷绕组。

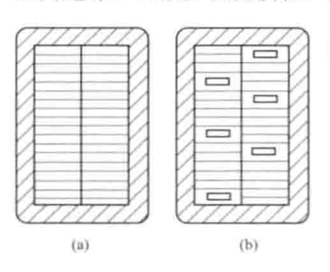
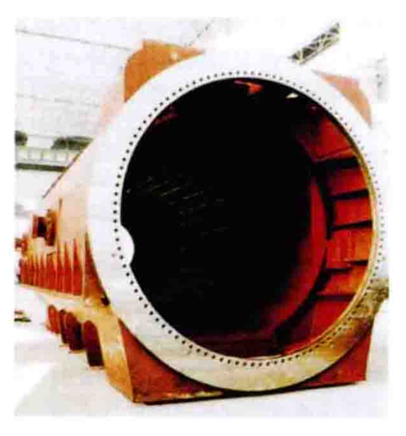


图2　定子线棒截面

(2) 定子绕组绝缘。现在国内外大型发电机的定子绕组普遍采用以环氧树脂为黏合剂的云母带作为主绝缘。绝缘工艺主要有两种：①少胶浸渍式：线棒采用少胶云母带包扎后进行抽真空加压浸渍（VPI)，或整体定子真空浸渍（整体VPI)；②多胶模压式：线棒采用多胶粉云母带包扎后加热模压固化成型。

在中国，发电机的定子线棒通常采用F级绝缘（耐温155℃），按B级绝缘（耐温130℃）温升考核，以提高使用寿命。

定子机座　用以支持定子铁芯和定子绕组的结构件。须承受定子加工组装、运输起吊时重力所引起的应力，正常运行和突然短路故障时的振动应力以及电磁转矩。定子机座由两端机盖、环形中隔板、外罩板、通风道、支撑件等焊接而成，要求有足够的强度和刚度，使之不会发生有害的变形（见图3)。在设计时应考虑机座的自然振动频率在铁芯倍频振动频率的±20%以外。对容量为300MW及以上的发电机，机座和定子铁芯之间一般采用弹簧板隔振结构（见机座隔振)。为减小运输尺寸，容量为600MW及以上的定子也有采用内外机座立式弹簧板连接的。对氢冷发电机，定子还要考虑密封和防爆要求。


图3　汽轮发电机机座

对铁芯氢冷的中、大型定子，则采用长机座结构，并采用端盖轴承。铁芯空冷的定子因无气密和防爆要求，可采用短机座结构，并采用座式轴承和铸铝或钢板焊接的端盖。

qilun fadianji eding gonglü

汽轮发电机额定功率　(turbogenerator rated power)

汽轮发电机符合于定额的输出功率，也称额定出力(rated output）或额定容量（rated capacity)。交流发电机的额定功率是指额定功率因数时发电机端的视在功率，用kV・A或MV・A连同功率因数表示；也可以是发电机端的有功功率，用kW或MW连同功率因数表示。额定，是指由制造厂对发电机规定的、并在铭牌上标明的全部电气量和机械量的量值以及运行的持续时间（如无特殊规定，一般不受时间限制）和工作条件。在汽轮发电机的铭牌上应标明的额定数值有：额定频率、额定功率、额定电压、额定电流、额定功率因数、额定励磁电压、额定励磁电流和额定转速。对冷却介质条件也要提出规定值，如氢气的额定工作压力及最高允许压力、冷却水温度等。

中国国家标准规定，当汽轮发电机的功率因数为额定值，其电压与额定值偏差不超过±5%，且其频率与额定值偏差不超过±2%时，应能连续输出额定功率。

关于汽轮发电机与汽轮机的容量匹配：中国对汽轮发电机的额定有功功率取与汽轮机的额定出力相等的数值，要求汽轮发电机的最大连续容量与汽轮机的最大连续出力相匹配；而美国对火电厂汽轮发电机的额定有功功率取与汽轮机的最大计算出力（即进汽阀全开、超压5%时的出力）相匹配。

燃气轮发电机的额定功率是指在额定频率、额定电压和额定功率因数以及一次冷却介质温度为40℃，发电机的温升或温度不超过规定值时，发电机出线端的有效连续视在功率。现场运行时，如一次冷却介质的实际温度不等于40℃时，其允许温度及温升值可按规定修正，此时容量称为基本容量。

qilun fadianji guzhang

汽轮发电机故障　(steam turbogenerator failure)

汽轮发电机在运行中或在预防性试验中发生或发现严重问题，不能继续运行，必须进行修理或更换部件的事件。发电机的故障常根据其发生部位分为定子部分故障、转子部分故障，以及氢、水等辅助系统故障三大类。

定子绕组故障　发电机运行中由于定子绕组绝缘破坏，或绝缘破坏击穿后发展成的定子绕组接地、相间或匝间短路等故障。

定子绕组的单相接地一般是由发电机定子绕组与铁芯间的绝缘破坏引起的，是发电机最常见的一种故障。虽然大中型发电机中性点不接地或经高阻抗接地，定子单相接地不会产生大的故障电流，但通常是定子绕组相间或匝间短路的先兆，同时单相接地时的电容电流会灼伤故障点的

铁芯。而定子绕组的相间及匝间短路往往产生大的故障电流，可能烧毁整个发电机机组，引起极为严重的后果，因此需快速切除。

引起故障的原因主要有：①较长时间超限运行以及运行年限较长造成的绝缘老化；②某种原因引起的局部过热；③外来过电压的冲击；④外部短路或非同期合闸的过电流冲击；⑤制造工艺不良（如定子绕组层间垫条固定不紧发生振动导致绝缘磨损、下线前槽中清理不净遗留金属物刺破绝缘、定子绕组端部绕组固定不紧产生振动）等。

转子绕组故障　转子绕组对地绝缘或匝间绝缘破坏后，造成转子绕组与大轴之间的接地或转子绕组线匝之间的短路，是发电机转子绝缘破坏后常见的两种故障形式。

发电机转子绕组接地分为一点接地和两点接地两种类型。其中一点接地故障，由于构不成电流通路，对发电机不会构成直接的危害。但当绕组内部或转子外回路再发生另一点接地时，即形成转子绕组两点接地。此时，转子部分线匝短路将形成环流，在接地点造成转子大轴烧损，并导致转子本体严重磁化。同时，因部分线匝短路而造成磁路不对称，会引起转子振动增大。

转子绕组匝间绝缘破坏后（与转子铁芯无关），线匝之间将被短接，形成转子匝间短路。转子匝间短路将使发电机输出的无功功率减少或励磁电流增大，故障点的局部过热会损坏主绝缘和铜线；同时由于破坏了转子磁路的对称性，将使机组振动加剧。

转子绕组接地及匝间短路故障的主要成因有：①转子绕组过热绝缘损坏，匝间绝缘或垫条破裂、错位；②制造工艺不良形成的局部缺陷，或保管、运输过程中绝缘受潮；③发电机运行中由于铜、铁温差引起的绕组相对位移，转子绕组至滑环的引线、刷架螺丝绝缘损坏，励磁机故障接地等。

水冷发电机断水　水内冷定子或转子绕组因外部水系统故障或异常，造成内冷水压力降低，流量减小，以致断水的现象。

水冷发电机定子和转子的冷却介质主要是凝结水（除盐水），不但定子和转子绕组损耗产生的热量全部由绕组内的冷却水带走，而且少量的铁芯损耗也传入绕组的铜线由冷却水带走。由于水的冷却效果远大于空气的表面冷却效果，所以一旦因冷却水系统出现故障而造成水流中断，定子和转子绕组温度就会上升，进而危及发电机的安全运行。要保证发电机的安全，就必须立即降低发电机的负荷，甚至立即解列跳闸停机。

另外，发电机在正常冷却状况下运行时，冷却水在水系统内闭路循环，通过水系统内的去离子处理装置将水导电率维持在允许的低水平上；而发电机冷却水中断后，冷却水不再循环，绕组空心导线内所充水的水质会逐步变差，电导率会逐步升高，最终危及发电机的安全运行。因此，发电机断水后即使线圈温度不超过绝缘规定限值，也只能短时运行。此时，如果水系统不能恢复供水，发电机仍然需要解列跳闸停机。

发电机冷却水堵塞或断水的原因主要有：①制造、安装及检修发电机时因检查不严，有杂物遗留在水冷回路中造成堵塞。②定子冷却水质控制不严，pH 值过低或过高，造成 CuO 沉淀结垢，堵塞水路。③进水管路滤网破裂，杂物进入水回路；或内冷水管道、阀门的橡胶密封垫圈材质不好（老化碎裂及掉渣）形成的堵塞。④因发电机起动前内冷水系统排气不彻底或安装出现错误，定子绕组导线断股及定子进出水压差低等原因造成的气堵或“汽”堵。

氢冷发电机漏氢　高氢压的发电机由于密封系统不严等原因，发生的氢气泄漏，以及在一定条件下发生的着火和爆炸事故。氢冷发电机的漏氢一般分为外漏和内漏两种类型。

外漏是指发电机内的氢气通过泄漏点漏至机壳外的空气中。通常易泄漏的部位有端盖或端罩与机座结合面、端盖的上下半端盖结合面、端盖与密封瓦座结合面；泄漏原因包括氢管路阀门不严、转子滑环导电螺钉及转子中心孔端面堵板不严等。定子出线套管漏氢（漏入封闭母线中）也属于外漏。

内漏是指氢气在发电机内漏入内冷水中或密封油箱及主油箱中，如水氢氢冷却方式的发电机，定子空心铜线因各种原因存在漏点时，氢气漏入水中。另一种内漏是由于氢系统中平衡阀性能不好，使氢侧油大量窜入空侧，或密封瓦座结合面漏氢，氢气随着密封瓦的空侧回油窜入汽轮机主油箱。

发电机漏氢的危害有：①机内氢压不能保持额定值或阻碍水的正常循环，影响发电机的冷却能力，即影响发电机的出力。②特定条件下氢气易燃易爆的特性，容易造成着火甚至爆炸事故，严重危害人身及设备安全。

qilun fadianji jizuo shigong

汽轮发电机基座施工　（turbogenerator pedestal construction）　按照设计要求，进行钢筋配置、模板及支撑、埋件安置固定、混凝土浇筑及养护、拆模、设备安装后二次灌浆等过程。汽轮发电机基座属构架式基础，其底板和上部柱、梁、板等构件均为现浇混凝土，施工要求高、难度大，一般分 2～3 次施工。大型机组已逐步采用弹簧基座。

汽轮发电机基座施工的关键是如何保证基座纵横向轴线的精确度，以及各留孔和埋件位置的准确。

模板及支撑　基座的柱、梁构件截面大，埋件和预留孔洞多，在模板及支撑系统施工前，先要做配模设计，对受力的模板及支撑进行强度、刚度和稳定的计算，选择合理的支撑材料、截面和间距。垂直支撑除要设置水平杆和斜杆保持稳定外，其下部要尽量撑在混凝土底板上，若需支撑在基土上，则应将该处基土夯实并使用有足够支承面积的垫板。梁的底模在安装时要起拱，起拱度一般为 0.1%～0.3%。底板的外模板在底板钢筋绑扎完成后安置，其斜支撑应撑在四周外侧有足够支承面积的厚木板上，或用扣件固定在斜向打入土中的锚杆上。梁和柱的侧模均用对穿螺栓拉紧来平衡浇灌混凝土时的涨力。设备直埋螺栓宜采用固定架整体组合式直埋，即用钢制的样板构架固定所有设备直埋螺栓的位置和标高，使螺栓与固定架连成整体，以确保位置的准确。为了保证直埋螺栓和套管的垂直度满足要求，宜在框架梁腰位置用角钢将螺栓连成一圈，以固定螺栓的下部位置。为了防止设备直埋螺栓在浇灌混凝土时下沉，宜将螺栓顶标高提高 10～15mm。

钢筋配置　安装基座底板钢筋时，要设置便于架设上层钢筋的钢支架，支架除应有足够的承重能力外，还必须有足够的纵横向稳定性。在下层钢筋下用垫块做保护层并调节标高。上部框架结构的钢筋安装，一般采用支撑、定位器和垫

块等措施来保证钢筋的设计位置。钢筋的混凝土使用预制水泥砂浆垫块、混凝土垫块或专用塑料垫圈做保护层。

埋件安置固定　汽轮发电机的锚固板由于体型和质量大，需设置型钢支撑架进行定位和固定。其他埋件根据设计位置分阶段安置固定，底面埋件在梁板底模铺设后固定在底模上，侧面埋件在钢筋绑扎后安置，并与侧模用螺栓固定，以保证埋件平整和位置准确；顶面埋件在钢筋绑扎后固定在钢筋上。

混凝土浇筑　基座的底板混凝土应分层连续浇筑，不留施工缝。浇筑时，要布料均匀，分层斜坡推进，随浇随捣固密实，层与层浇筑间隔应不超过混凝土初凝时间。底板混凝土是厚大实体，一次浇灌量较大，施工时必须注意防止因水泥水化热产生的升温与环境温度差别过大而出现裂缝。上部框架浇筑时，宜从两端对称按顺序进行。各柱的混凝土浇筑面高差不能太大，浇筑后及时养护，分段施工缝按规定办理。

拆模　汽轮机基座拆模工作需防止拆模过早而出现裂缝。

二次灌浆　设备安装到一定阶段时，要进行设备的二次灌浆施工。为使新老混凝土黏结牢固，灌浆前，先将混凝土接触面凿毛并冲洗干净，湿润 24h。灌浆宜选用优质原材料配制的细石混凝土。先灌地脚螺栓孔，再进行平面灌浆。随着新型灌浆材料的开发，一般均采用无收缩、大流动性和早强型的灌浆材料，过程中应注意捣固密实以及进浆位置和排气孔的设置，确保灌浆层密实，接触面紧密、无空隙。

弹簧基座施工　基座柱施工到顶后，在柱顶安放预压锁定的弹簧组，预留一定量的间隙，再对上部平台进行施工。上部平台混凝土拆模前释放弹簧，并通过增减垫铁的数量调节弹簧的受力及上部平台的标高。

qilun fadianji jianxiu

汽轮发电机检修

(overhaul of steam turbogenerator)　发电机组经长期运行，由于振动、磨损、腐蚀、绝缘老化、外部意外事故（如大电流对发电机的短时冲击、负序电流的发热）等原因，有可能使发电机本体及其附属设备的部件损坏、松动、性能劣化。必须通过检修才能及时发现和处理设备的隐患和缺陷，恢复设备的原有性能。

汽轮发电机组的检修，分计划检修（定期大修或小修）和非计划检修。非计划检修是指机组某部件突发故障，临时停机消除故障的一种检修。检修的范围包括发电机本体（定子、转子等）、冷却系统及其附属设备、励磁系统以及继电保护、自动控制装置等。

发电机本体的检修　发电机本体大修，一般应抽出转子后才能进行，而小修则不抽转子，仅进行部分项目的检修。

发电机抽转子　发电机从系统解列后，通常需要盘车持续一定时间，待汽轮机高、中压缸冷却到一定温度，才可停用盘车。抽转子前，必须拆除盘车装置，解开发电机与汽轮机、励磁机之间的联轴器，拆除发电机大小端盖、导电环刷架、电缆、主副励磁机等。对水氢氢冷或全氢冷机组，为确保检修安全，在进行上述工作前，应先用 CO_2 置换机内全部氢气，再用空气置换 CO_2，并认真检查发电机中的空气纯度和内压力。

转子是超长、超重（300～600MW 机组可达 50～70t）部件，气隙很小，抽、穿转子的技术和安全要求都很高。抽、穿转子的方法有双行车法、气垫法等，要根据起重设备及现场条件，考虑周密的施工方案，合理选择吊点和支承点。（见汽轮发电机安装）

转子本体的检查和修理　抽出后的转子应放置于专用托架上，搁置点应选在转子本体的嵌线段，应控制挠度较小，不致造成转子轴挠性弯曲。首先应目检转子表面及中心环等处有无黄粉，如有应采样分析，查明原因；用压缩空气将转子本体吹净后，再细致揩擦各部件。转子表面应无过热变色；槽楔应无裂纹、位移、窜动；风扇叶片应无裂纹、变形和锈蚀；螺母应紧固，保险垫片应锁牢；风扇座环、大护环、中心环、大护环与转子本体搭接处无过热变色、电腐蚀、电烧伤现象，无变形和位移；对大护环、风扇环、叶片采用着色等方法进行金属探伤；中心环和风扇环上的平衡块、槽楔上的平衡螺钉应无松动现象，若有松动应紧固后设法将其锁牢；检查集电环表面是否光滑、有否起沟，测量偏心度及轴向表面高低不平度，必要时考虑进行车磨；集电环引线螺母应紧固，均流环与集电环接触应紧密；为检查转子引线、集电环引线、中心孔密封堵板的严密性，应进行转子气密性试验。

水冷转子应进行转子绕组水回路的正冲洗、反冲洗、流量试验、转子绝缘引水管的定期更换、水回路泵压等工作。

氢冷转子应对每个进出风斗用干燥、清洁的压缩空气进行正、反吹扫，并检查进出风斗不得有碰伤和裂纹，通风孔应畅通无阻。

转子检修工作结束后，进行的电气试验有：转子绕组交直流阻抗、绝缘电阻的测定，转子匝间短路检查试验及交流耐压试验等。

定子部分的检查和修理　包括铁芯、机座、槽楔、绕组的检查和修理。

(1) 铁芯。重点检查铁芯各部分有无局部过热、碰伤（必要时可通过铁芯发热试验，并配以红外线测温装置，检测局部过热点），边端铁芯有无松动和变形，铁芯有无锈斑和丹粉，如有局部损伤，可打磨消除短路，喷涂绝缘漆解决；检查铁芯各通风孔有无油垢和堵塞，并用干燥而清洁的压缩空气吹扫整个铁芯和每只通风孔，最后将整个铁芯表面清擦干净，必要时可与定子绕组一起进行喷绝缘漆处理。

(2) 机座。是发电机最基本的支承部件，要求具有足够的强度和刚度。检修时应仔细检查铁芯背部机械结构的变化，机座和铁芯连接的钢板有无裂纹，固定螺栓是否松动等。

(3) 槽楔。应观察槽楔与铁芯线槽缝隙处有无磨损的黄粉，通常用锤击法轻击槽楔，仔细察听有无松动的哑壳声，最后根据检查情况进行必要处理。

(4) 定子绕组。检查绕组端部绝缘层有无龟裂和脱落，防晕层是否发生电腐蚀；检查定子端部渐伸线间的间隔垫块、扎带、槽口楔块、压板、压板螺杆、鼻部垫块或绑扎加固用玻璃纤维带的紧固情况，察看有无松动、磨损出现的黄粉，对松动的要用玻璃纤维带重新绑扎，然后用环氧胶涂刷并自然固化，必要时可使用多种测量及检查方法（如测量绕组表面电位等）来分析和判断绕组表面有否电腐蚀；对定子绕组水冷的发电机，大修时应进行定子绕组和压圈钢管的水

路冲洗、流量试验、定子水回路的泵压试验等。

定子绕组的电气试验，有三相绕组直流电阻测量和绝缘电阻测量。大修时还应进行直流泄漏或交流耐压等预防性试验。

故障诊断检查 可通过检测工具和计算机数据分析处理软件，在离线状态下不抽转子即可对发电机腔体内的定子、转子槽楔、定子铁芯表面及其片间绝缘、转子匝间绝缘等方面进行检查。例如：设置一个用钢丝绳牵引、沿发电机气隙纵向移动的机械小车，在移动小车上装有光学探头，检查定子铁芯、定子槽楔、转子槽楔、护环等表面锈蚀、积灰、裂纹等。在移动小车上，换上一个以一定力度和频率振打的“小锤”，将小锤敲打定子槽楔的振动信号通过传感器引出，在显示屏示出相应的脉冲波形，通过计算机专家系统的分析，判断每一块定子槽楔的压紧程度。在移动小车上，装上一个可测量磁通的探头，使其沿定子铁芯齿表面自由移动，转子正负极间外加50Hz的交流电流约100A，定子铁芯齿表面即会感应出一个低通量的漏磁通，均匀移动的探头把采集到的数据以电信号方式输入计算机进行数据处理。如果铁芯在某点有短路存在，则该点的漏磁通有明显变化，显示屏上将会显示一个变化的脉冲。通过一冲击脉冲电压发生器，将该频率的脉冲电压加于转子正对地及负对地，得到两组脉冲响应特性，输入计算机进行分析比较，即可得出转子绕组是否存在匝间短路的结论。

为实现状态检修，已开发出在线监测发电机腔室内各部件实际运行情况（发热、振动等）的设备和软件。如通过完整的状态检测手段，确认发电机各部件均处于良好状态，则可考虑减少检修项目和适当延长大修间隔。

冷却系统的检查和修理 随冷却系统的型式而异。

水冷机组 应检查和检修水冷系统中所有部件（管道、阀门）、水滤网、冷却器和水箱、转子进水支座和出水装置，检查系统内壁的结垢情况并进行取样分析，进行定子绕组的反冲洗等，以保持良好水质和冷却水系统的正常循环。此外，需进行冷却水回路自动切换装置的校验，以及空冷器的检修、冲洗及热风道清理等。

氢冷机组 应检查和检修补氢管道、自动补氢系统、安全阀、氢干燥器装置（硅胶调换或再生）及其再循环风调节阀、CO_2 加热装置、氢纯度仪等。大修时还应对氢冷却器吊出清理并进行水压试验；分别对大端盖、端子出线箱、氢冷却器端盖、定子绕组进行气密性试验；进行发电机氢系统密封试验，以确保氢系统严密无泄漏。

励磁系统的检查和修理 大型发电机广泛采用交流励磁，其交流励磁电源可为同轴交流发电机或接自机端的励磁变压器，也可采用在发电机定子特定槽内嵌入交流绕组的方法。交流电源通过自动励磁调节装置及整流装置成为可控直流电源输入转子绕组，按直流送入转子的方式又分静态励磁及旋转励磁。其检查和检修范围包括：①励磁电源，包括主励磁机、副励磁机、励磁变压器、交流进线开关、直流出线隔离开关、连接电缆等；②整流回路，包括整流柜、晶闸管整流元件、铜排、瓷瓶、冷却风机；③对旋转励磁还应检查整流器熔丝等；④调节装置包括构成自动励磁装置控制、限制器及保护的各模块的单元件测试、整定值校验及整组测试等。

qilun fadianji lengque jishu

汽轮发电机冷却技术

(cooling technique of turbo-generator) 对汽轮发电机运行中的定子绕组、转子绕组、定子铁芯等发热部件进行冷却的方法和装置。冷却介质和冷却方法的组合是汽轮发电机的关键技术之一，它决定汽轮发电机大部分主要部件的基本结构，并与汽轮发电机的重量、材料利用、单机容量以及运行可靠性有密切的关系。

冷却介质 表中列出各种冷却介质的传热性能。

氢气比热大、导热性能好、密度小，是良好的气体冷却介质。水的比热容大、黏度低、化学稳定性好、便于获得，是理想的液体冷却介质。当前，功率超过250MW的汽轮发电机，广泛采用氢、水或几种冷却介质分别冷却各个部件。功率介于100～330MW的汽轮发电机，除用氢或水冷却外，空气冷却也得到应用。至于容量较小的发电机，则常用空气冷却。

各种冷却介质传热性能比较

冷却介质	相对比热容	相对密度	相对体积流量	相对散热能力
空气	1.0	1.0	1.0	1.0
氢气（0.2MPa）	14.35	0.21	1.0	3.0
氢气（0.3MPa）	14.35	0.28	1.0	4.0
绝缘油	2.09	848.0	0.012	21.0
水	4.16	1000.0	0.012	50.0

冷却方式 主要的冷却方式有全空冷、全氢冷、全水冷，还有定子和转子绕组以及定子铁芯分别以水氢氢或水水空或水水氢冷却。

全空冷 定子和转子绕组以及定子铁芯全部用空气进行冷却。这种方式的冷却系统最简单，运行维护方便，但发电机尺寸和重量较大。不同制造厂的空冷发电机最大制造容量也不同，国内最大为330MW。

全氢冷 定子和转子绕组用氢表面冷却或内冷，定子铁芯氢冷。通常200MW以上定、转子都采用氢内冷。最大容量已达880MV·A。

全水冷 定子和转子绕组以及定子铁芯均采用水冷，现已很少应用。

水氢氢 定子绕组水内冷，转子绕组氢内冷，定子铁芯氢冷。大型发电机广泛采用这种冷却方式。最大发电机功率已达1700MW。

水水空 定子和转子绕组水内冷，定子铁芯空气冷却，又称双水内冷。最大功率已达600MW。

水水氢 定子和转子绕组水内冷，定子铁芯氢冷。最大容量已达1700MV·A。

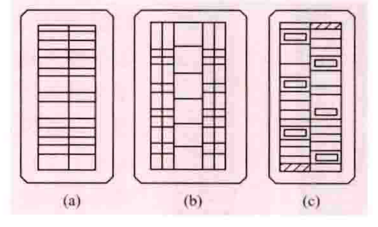


图1 三种不同冷却方式的定子绕组线棒

(a) 气体表面冷却；(b) 氢气内冷；(c) 水内冷

定子绕组冷却 图1表示三种不同冷却方式的定子绕组线棒，图1(a)是气体表面冷却，由于主绝缘的热阻，冷却气体和导线之间有很高的温度差；图1(b)是氢气内冷，氢气在中间的绝缘反磁钢

管内流动，氢气和导体之间仍有一定的温度差存在；图1(c)是水内冷，通常以一根空心导线和2～4根实心导线为一组，再由若干这样的组分两排并列而成，冷却水和导体之间温差很小。大容量的发电机采用四排并列导线的线棒。定子绕组采用水内冷时，定子绕组水路系统一般有两种布置方式，容量较小和铁芯较短的发电机，进、出水在同一端。容量较大和铁芯较长的发电机、进、出水各在一端。

定子绕组采用氢内冷时，则氢气通过线圈两排铜线中间的反磁钢管流通，钢管两端口一为进气口，一为排气口。进气口处于高氢压区，排气口处于低氢压区。

转子绕组冷却 转子绕组氢内冷和水内冷两类冷却方式的工艺技术比较复杂，空气内冷则基本与氢内冷相同。

转子绕组氢内冷 端部绕组冷却方式基本相同；槽部绕组的通风，主要有气隙取气斜流通风、槽底副槽径向通风和轴向通风三种。

(1)气隙取气斜流通风（见图2）。经由定子铁芯风道流入气隙的氢气，被特种形状的槽楔（进风斗）吸入转子内，斜向流过转子导体，然后在槽底转向，再次经过导体和特种形状的槽楔（出风斗）流回气隙，最后再进入定子铁芯风道。当转子长度增加时，只需增加并联风路数而不增加风路长度。这种冷却方式冷热风区交替，导体沿长度方向温度分布比较均匀。这些优点使它成为应用得很广泛的一种通风冷却方式。

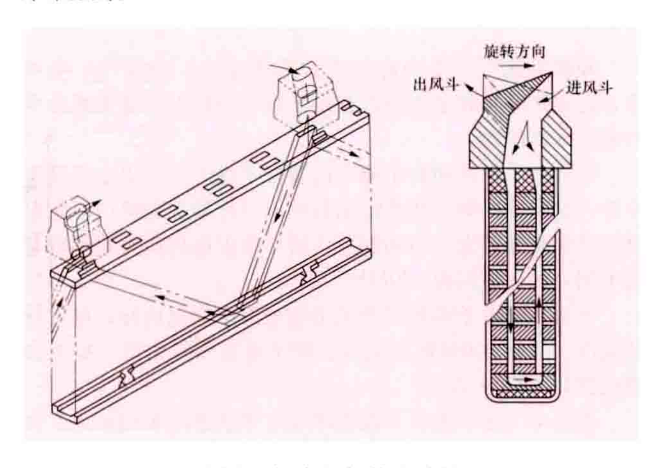


图2 气隙取气斜流通风

(2)槽底副槽径向通风。在转子线槽底部开有通风副槽，气体从转子本体两端进入副槽，经过转子导体上沿轴向均匀分布的径向风道带走导体的热量后，从槽楔通风孔流出。这也是一种自通风方式，使气体在转子内循环的压力主要来自离心力。根据容量不同，有三种径向风道：①单排风道；②双排风道；③单排双排交错风道。图3显示单排和交错风道。双排风道的散热面积比单排风道增加了1倍，交错风道增加了气体流动的紊流度，提高了散热系数。槽底副槽径向通风方式的优点是进入导体的氢气是冷氢，缺点是副槽进口处流速很大，限制了流量。它主要应用于中、小型两极和大型四极汽轮发电机。

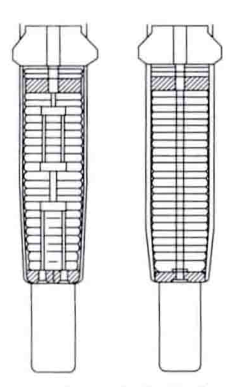


图3 径向风道

(3)轴向通风（见图4）。气体经位于绕组端部的进风孔从两端分别进入导体内的轴向风道，在转子中间经槽楔通风孔排出。需要高压风扇维持气体在导体风道内流动，将转子分成若干个冷热风区。只要改变风区数目和风扇压力，可广泛应用于中、大容量的两极和四极发电机。

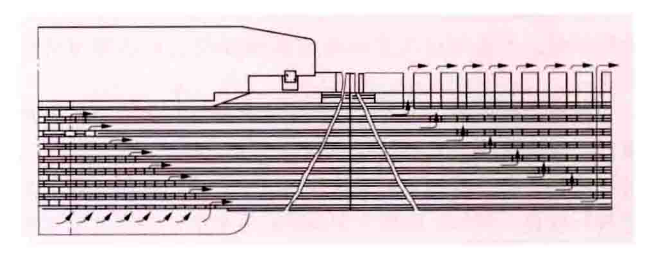


图4 轴向通风

采用副槽加轴向通风的冷却技术已用于1000MW、3000r/min的汽轮发电机上。

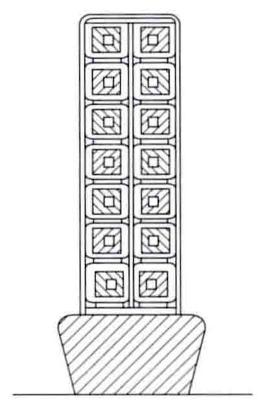


图5 水内冷转子槽剖面

转子绕组水内冷 水内冷最大的优点是绕组温度低。广泛使用的一种转子槽剖面见图5。导体为空心铜线。各绕组电路串联，水路多路并联。冷却水从转子进水装置进入转轴中心孔后，由辐向孔流经进水箱、转子绝缘引水管分配到每条支路，冷却导体后，再经过绝缘引水管汇集到出水箱，再从出水箱甩出。

维持冷却水在转子导体内流动的压力是水的离心力。这种系统称为中心孔进水表面出水系统。另一种系统的出水管紧靠中心孔，称为中心孔进出水系统，它需要外加高水压才能使冷却水在转子内循环。在高速旋转的转子上，水系统的离心压力达到15～20MPa，因此防止空心铜线和焊缝渗漏、提高绝缘引水管的安全使用寿命、提高引水线（又称引水拐脚）等水内冷特殊部件在复合应力下的安全可靠性，是水内冷技术的关键问题。

铁芯冷却 空气和氢气是定子铁芯最常用的冷却介质。定子和转子绕组水内冷发电机的铁芯用空气冷却的优点是结构和系统简单，运行维护方便。缺点是风扇和机械摩擦损耗大，噪声大。水内冷发电机可以在定子铁芯压圈内缘等损耗集中的地方埋设冷却水管，加强冷却。

根据气体流动的主要方向，铁芯冷却有径向和轴向通风两种方式。

径向通风 有径向多路和单路之分。径向多路式通风中，铁芯沿轴向分成若干个进出风区，气体在进风区内从背部流向气隙，然后由相邻的出风区流回背部。在转子气隙取气斜流式和轴向分区式的发电机中，铁芯进出风区和转子进出风区是相互匹配的。单路式通风的铁芯不分风区，气体从背部流入气隙或从气隙流向背部。径向通风结构简单，只需低压风扇，应用较广泛。

轴向通风 有全轴向和半轴向通风两种。全轴向通风方式，气体从一端流入铁芯冲片上冲制的轴向孔，从另一端流

出。半轴向通风方式，气体从两端分别流进铁芯轴向孔，然后经中部的径向风道排出。轴向通风需要高压风扇，因此使用不如径向通风广泛，大多应用于定子线圈氢内冷的发电机。

发展简史 汽轮发电机冷却技术经历了从空气表面冷却到导体内部用氢或水直接冷却的发展过程。1937年美国通用电气（General Electric，GE）公司首次制造了氢气表面冷却的发电机，1951年美国阿里斯·查摩（Allis Chalmers，AC）公司制造了第一台60MW转子氢内冷的发电机，1956年英国茂伟（Metropolitan Vickers，MV）公司制造了第一台30MW定子绕组用水在内部直接冷却的发电机。1958年中国上海电机厂制成了第一台定子和转子绕组都用水在内部直接冷却的12MW双水内冷汽轮发电机，此后上海电机厂生产的50、60、125、300MW汽轮发电机也采用这种冷却方式。图6是一台双水内冷汽轮发电机的构造示意图。1966年德国开始试制一台100MV·A的双水内冷发电机，其后瑞典、瑞士相继制造大型的双水内冷发电机，单机容量已达1300MW（四极半速发电机）。中国科学院电工研究所研发出了发电机蒸发冷却技术，冷却介质为可低温（约60℃）蒸发的液体，冷却结构分立式（水轮发电机）和卧式（汽轮发电机）两种，主要是用来代替定子内冷水系统。该技术已应用于大型水轮发电机和汽轮发电机。

图6 双水内冷汽轮发电机构造示意图

1—转子上的出水箱；2—出水支座；3—转子绝缘引水管；4—定子绝缘引水管；5—定子；6—弹性定位筋；7—转子引水管；8—磁分路环；9—电屏蔽环；10—转子上的进水箱；11—电刷罩；12—转子进水装置

qilun fadianji lici xitong

汽轮发电机励磁系统

（turbogenerator excitation system） 向汽轮发电机（同步发电机）提供可调节励磁电流的设备和装置的组合。它包括所有励磁电源装置、励磁调节装置、励磁整流装置、灭磁装置及其相应信号、控制、保护等。当汽轮发电机正常运行时，励磁系统根据汽轮发电机负荷变化相应调节励磁电流，以维持机端电压为给定值；根据电网要求控制汽轮发电机发出的无功功率。当电力系统发生短路或大的负荷扰动时，励磁系统对汽轮发电机进行强行励磁或强行减磁，以提高电力系统运行稳定性和可靠性。在汽轮发电机内部出现故障时，励磁系统对汽轮发电机励磁绕组进行灭磁，以减小故障损失程度。

汽轮发电机励磁系统按基本形式可分为*直流励磁机励磁系统*、*交流励磁机励磁系统*和静止励磁系统。其中，交流励磁机励磁系统根据整流器型式，又可分为静止整流器励磁系统和旋转整流器励磁系统（见*交流励磁机静止整流器励磁*和*交流励磁机旋转整流器励磁*）；静止励磁系统又分为电势源静止励磁系统和复合源静止励磁系统。根据汽轮发电机励磁电流获得的方式，可分为他励式励磁系统和自励式励磁系统。凡由励磁机提供励磁电源的称为他励式励磁系统；凡由汽轮发电机出线或由发电机辅助绕组提供励磁电源的称为自励式励磁系统。

早期汽轮发电机励磁容量小，采用的是同轴直流励磁机励磁方式以及机电型或电磁型励磁调节器。随着技术的不断进步，发电机单机容量不断增大和电网对励磁系统的要求越来越高，现在常用励磁系统为交流励磁机旋转整流器励磁系统和自并励静止整流器励磁系统。励磁控制系统采用数字式励磁调节器。

qilun fadianji qidong、bingwang yu tingji

汽轮发电机起动、并网与停机

（start-up，synchronization and shut-down of turbogenerator） 汽轮发电机（以下简称发电机）随汽轮机一并起动至额定转速，在满足全部条件下并入电网同步运行或根据需要将运行中的发电机从电网中解列和停机的操作过程。

发电机与电网的连接方式有三种：①发电机机端设有出口断路器时，操作过程中发电机可单独考虑；②发电机-主变压器（并可能带支接厂用变压器）成单元接线，断路器在主变压器高压侧时，操作过程必须与主变压器（包括支接厂用变压器）一并考虑；③发电机-主变压器-线路成单元接线时，操作过程必须和主变压器-线路一起考虑，这种方式在中国尚不多见。

起动 分为起动前的准备、起动两个阶段。

起动前的准备 汽轮机冲转前进行的工作有：①将发电机电气设备从检修状态转为冷备用状态；②按规程进行必要的检查和测试（如电刷的检查，定子、转子绕组的绝缘电阻测试）；③参与汽轮机、锅炉之间的横向联动保护的校验；④投入发电机、励磁系统、主变压器、支接变压器的辅助设施（如各自的冷却系统）；⑤一次设备（除断路器维持冷备用外）和二次设备均从冷备用转为运行状态（视接线，合上发电机与主变压器之间的隔离开关，电压互感器、电流互感器均投入，中性点接地装置投用）；励磁系统应处于热备用

状态，同期装置具备投运条件。

起动阶段　随汽轮机的冲转、升速阶段主要工作有：①应做必要的检查（如机组振动、电刷、氢压、内冷水压力和流量变化等）；②在升至额定转速前完成并网前的操作准备（视接线方式将线路改运行、断路器改热备用状态等）；③机组维持额定转速后，对本体应做必要的检查。

并网　包括并网操作和并网后的检查、加负荷。

并网操作　在接到并网的命令后，执行并网操作：合上励磁开关，调节励磁使发电机（或带主变压器、支接厂用变压器）零起升压，当电压升至额定值后，应检查定转子无接地现象；核对转子电压和空载励磁电流正常；负序电流显示应为零。确定一切正常后经同期鉴定合上断路器，将发电机并入电网运行。并网的方法有准同期法和自同期法。

（1）准同期法并网：该方法又可分为手动准同期和自动准同期两种。较常用的是采取自动准同期法。但无论采用哪种方法，都必须经过同期装置鉴定符合同期要求后，才能发出断路器合闸（即并列）脉冲。不经过同期鉴定的手动准同期并网易造成发电机的电流冲击，一般不宜采用，若必须采用，应由具有实际经验的操作人员操作，并加强监护。采用自动准同期方法时，由自动装置微调转速和电压，使发电机断路器合闸瞬间的频率差、电压差和相位角差处于最佳状态，经同期鉴定装置发出断路器合闸脉冲，发电机完成并网。

准同期并网的条件有：①待并发电机的电压相位、相序必须和系统电压的相位、相序一致，考虑到断路器的固有合闸时间，应越前一个时间发出合闸脉冲，使断路器合闸瞬间的相位角差控制小于15°；②待并发电机的电压与系统电压的数值差不应大于10%，一般待并电压比系统电压稍高；③待并发电机的频率和系统的频率差不应超过2%，一般待并发电机的频率稍高于系统频率。

（2）自同期法并网：待并发电机在接近同期转速时，立即合上断路器接入电力系统，然后迅速上升励磁将发电机拖入同期。该方法仅限于下列三个条件下才能采用：①系统发生事故，要求尽快投入发电机以提高频率、电压的紧急情况；②系统当时运行条件许可；③容量小于100MW的小型发电机组。由于该并网方式使发电机受到较大的电流冲击，并使电力系统电压有较大的降低，故一般不采用。

检查和加负荷　发电机并网后，应使汽轮机带初始负荷，并适当增加无功负荷，以观察三相电流是否平衡及其他参数是否正常。在发电机增荷过程中应对发电机定转子绕组、铁芯和冷却介质的温度、温升进行监视分析。升至半负荷和接近满负荷时，应对发电机-变压器组一/二次设备和励磁系统设备进行巡视检查。

停机　分减荷、解列、停机三个步骤。控制汽轮机降低有功负荷，按额定功率因数值相应降低无功负荷，一般在有功负荷在允许范围内时，将机组厂用电切换至备用电源供电。有功和无功负荷至零时将发电机与电网用断路器断开，称为解列。解列后检查三相定子电流和负序电流指示均为零，确认已从电网解开，然后降低励磁电流，使定子电压降到零时断开灭磁开关。发电机随汽轮机停机。

为防止汽轮机超速，大型机组解列的条件在保护装置上已设计为必须先关闭主汽阀造成逆功率保护动作自动解列。无该功能时，可控制在功率稍有逆向指示时拉开断路器。发电机解列后，其相关电气回路视不同需要可改为冷备用状态或检修状态，辅助设备视需要保持运行或停、备用。

qilun fadianji shijian changshu

汽轮发电机时间常数

(time constant of turbogenerator)　在暂态过程中，汽轮发电机各绕组的暂态电流衰减到初值的1/e所需要的时间，单位为s。汽轮发电机的主要时间常数有开路时间常数、次暂态开路时间常数、暂态短路时间常数、次暂态短路时间常数、定子电流直流分量衰减时间常数等。

开路时间常数（T'_{d0}）　定子绕组开路时励磁回路的时间常数。

次暂态开路时间常数（T''_{d0}）　定子绕组开路和励磁绕组短路时直轴阻尼回路的时间常数。

暂态短路时间常数（T'_d）　定子绕组短路时励磁回路的时间常数，是决定突然短路时定子电流交流分量和励磁绕组电流直流分量衰减的时间常数。

次暂态短路时间常数（T''_d）　定子绕组短路和励磁绕组短路时直轴阻尼回路的时间常数，是决定突然短路时定子电流交流分量初期衰减和阻尼绕组电流直流分量衰减的时间常数。

定子电流直流分量衰减时间常数（T_a）　定子绕组突然短路时决定定子绕组突然短路电流直流分量衰减的时间常数。

qilun fadianji texing quxian

汽轮发电机特性曲线

(turbogenerator characteristic curves)　用来表示在规定条件下汽轮发电机某一对变量之间函数关系的曲线。特性曲线既可用来表达发电机的性能，还可用来测定发电机的一些电磁参数。汽轮发电机的特性曲线有空载特性、短路特性、负载特性、外特性、调整特性、功角特性等。

空载特性　用来表示在额定转速及电枢开路的条件下，电枢绕组感应电动势E_0和励磁绕组电流I_f之间函数关系的曲线（见图1）。因为E_0正比于穿过气隙的主磁通，I_f正比于励磁磁动势，故空载特性曲线实际上反映发电机主磁路的磁化特性。当I_f较小时，主磁路尚未饱和，磁通和磁动势大致成正比关系，故空载特性的起始段为通过原点的一段直线。此直线段及其延长线称为气隙线。以后，随着I_f的增大，磁路开始饱和，空载特性曲线逐渐弯曲，呈膝状。

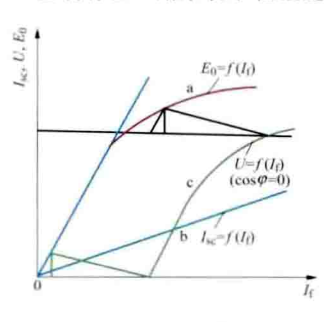


图1　汽轮发电机特性曲线

a—空载特性；b—短路特性；c—零功率因数负载特性

通过空载特性曲线可以找到空载时发电机产生额定电压所需的励磁电流值。此外，根据空载特性及短路特性等特性曲线，还可求得发电机的一些重要参数，如直轴同步电抗（见汽轮发电机电抗）等。

短路特性　在额定转速及电枢稳态短路情况下，电枢绕组的短路电流 I_{sc} 和励磁绕组电流 I_f 之间的函数关系。由于汽轮发电机的电枢电阻通常远小于电抗，故短路电流基本上是纯电感性的，电枢磁动势则基本上是直轴去磁磁动势（见电枢反应），它使发电机的主磁通大大削弱，即使励磁电流已相当大，发电机的磁路仍处于不饱和状态，于是 I_{sc} 大体上和 I_f 成正比，短路特性曲线是一条通过原点的直线（见图1）。

由短路特性及空载特性可求得直轴同步电抗 x_d 的不饱和值。

负载特性　在额定转速下负载的功率因数不变和电枢电流保持为额定值时，电枢电压和励磁电流之间的函数关系。最有实用意义的是纯感性负载特性曲线，或称为零功率因数负载特性曲线。它是一条与空载特性曲线大体上平行的曲线（见图1）。

通过空载特性及零功率因数负载特性曲线可以确定与电枢漏抗相当的保梯电抗（potier reactance），以及与额定电枢电流产生的直轴电枢反应磁动势相对应的励磁电流值。由此可进一步通过作图法画出发电机的外特性。

外特性　转速为额定值，励磁电流及负载功率因数保持不变时，电枢电压 U 和电枢电流 I 之间的函数关系（见图2）。用直接负载法测定大功率汽轮发电机的外特性是有难度的，通常是通过空载特性及零功率因数负载特性用作图法间接地求出外特性。

图2　汽轮发电机的外特性曲线

带感性负载和纯电阻负载时，由于存在着直轴去磁电枢反应分量、电枢漏抗及电枢电阻压降，随着负载电流的增大，电枢电压将下降。带容性负载时，电枢反应有助磁作用，电枢电压往往随负载电流的增大而上升。

通过外特性可以找出发电机的电压变化率，或称电压调整率。调节发电机的励磁，使在额定负载电流 I_N 及额定功率因数时发电机的端电压为额定值 U_N，然后保持励磁及转速不变，让负载电流降到零，此时端电压升高的数值 ΔU 除以额定电压，并以百分数表示，就是电压调整率。它是反映发电机单机运行性能的一个重要参数。

调整特性　转速及发电机端电压为额定值，负载功率因数保持不变时，发电机的励磁电流和负载电流之间的函数关系（见图3）。为了保持发电机的端电压不随负载的变化而改变，应当随着负载的变化而适当调节励磁电流，调整特性就反映了励磁电流的调节要求，可供设计励磁调节器时使用。

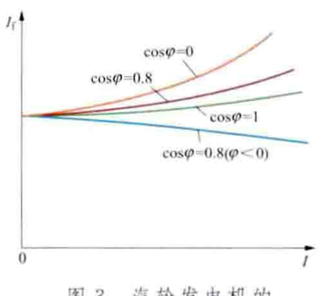


图3　汽轮发电机的调整特性曲线

功角特性　指恒定励磁、恒定频率和恒定电网电压下带对称负载运行时，发电机的电磁功率 P_{em} 和功角 θ（见电磁制动转矩）之间的函数关系。汽轮发电机电磁功率为

$$P_{em}=\frac{mE_0U}{x_d}\sin\theta$$

式中 m 为相数；E_0 为每相励磁感应电动势；U 为每相电枢电压；x_d 为直轴同步电抗。

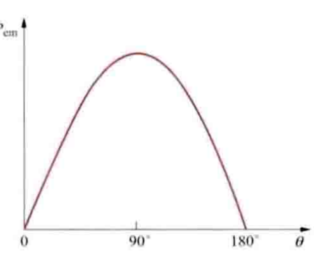


图4　汽轮发电机静态功角特性曲线

由上式可见，汽轮发电机的静态功角特性呈正弦状（见图4），在 $\theta=90°$ 处出现最大电磁功率。若励磁较强，电网电压较高，发电机的同步电抗较小，则最大电磁功率就较大。

静态功角特性可用来判断发电机在大电网上运行时的静态稳定状况。若原动机输入发电机的净功率小于最大电磁功率，则发电机将在某一小于90°的功角下运行，此时的电磁功率正好等于净输入功率，且处于静态稳定平衡状态。若原动机输入发电机的净功率持续地大于最大电磁功率，则不能保持静态功率平衡，发电机将加速，θ 将不断增大，发电机将失去同步而导致系统发生故障。

为了使工作可靠，发电机额定运行点的功角约为30°左右。这样，发电机的最大电磁功率约为额定功率的2倍左右，有一定的过载能力。

qilunfadianji xingneng shiyan

汽轮发电机性能试验

（performance test of turbo-generator）　汽轮发电机性能试验包括出力试验（定额、温升）、电气性能试验（参数、特性、短时过电流和过电压）、机械性能试验（振动、超速、临界转速和噪声等）、经济性（效率、耗氢量）、稳定性、不平衡负荷和进相试验等。试验一般分为四类：①出厂前在制造厂试验台上进行的出厂或型式试验（简称为出厂型式试验）；②设备安装后在现场进行的交接试验（简称为交接试验）；③机组稳定运行后进行的性能考核或鉴定试验（简称为性能试验）；④移交生产后进行的预防性试验（简称预防性试验）。上述第③类试验即为通常讲的性能试验，它是指在实际运行条件下，对汽轮发电机出力、效率、耗氢量、特性及稳定性等主要运行性能做出的定量测定，作为校核产品设计性能和电网合理调度的依据。一般根据性能试验内容，又将性能试验分为专项性能试验和综合性性能试验两种。专项试验一般为求取发电机某一项特殊性能而进行的专门试验，例如为评价某型发电机负序电流承受能力或进相能力而进行的负序发热试验或进相试验等。但是通常所说的性能试验，例如性能考核、验收和鉴定试验都是指综合性能试验。

试验项目　中国国家标准 GB/T 7064—2008 仅对发电机出厂型式试验和交接试验的项目、内容、方法做了明确规定，对发电机性能试验和预防性试验则无任何规定。但由于性能试验的主要目的是考核制造厂商在合同中给定的各项性能指标的保证值是否达到，而对各种型式发电机而言，其被

考核的性能指标基本相同，因此，性能试验项目也大同小异。一般有：①发电机的基本特性及短路比测定；②发电机的各种允许的出力试验，包括额定出力、最大出力、最低运行氢压下的出力以及当单个氢冷器退出运行后的出力等；③发电机的效率测定；④发电机耗氢量测定；⑤发电机输出电压波形正弦性畸变率的测定；⑥电话谐波因数的测定；⑦励磁系统电压响应比和顶值电压倍数的测定等。

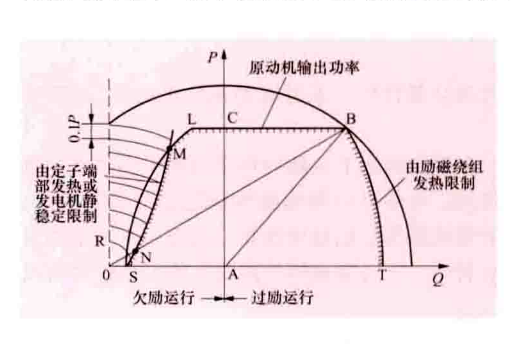
试验方法　试验一般分为准备工作、试验过程、数据处理、结果分析、误差分析等几个主要阶段。通常试验项目确定之后，各项试验将按选定的试验规程所规定的方法进行，由于性能试验是在实际的运行条件下进行的，所以在试验方法的选用、测点安装和对试验结果的处理等方面与在试验台上进行的出厂型式试验都有一定差别。①出力试验：性能试验中的出力试验与出厂型式试验中的温升试验本质上是一样的，中国国家标准 GB/T 1029—2005 规定的温升试验有直接负载法、低功率因数负载法和空载短路法三种标准方法。性能试验选用直接负载法，出厂型式试验一般选用空载短路法；性能试验中的出力试验，包括额定出力、最大出力、允许的最低运行氢压下的出力以及当单个氢冷器退出运行后的出力等。出厂型式试验中的温升试验仅针对额定工况。②效率测定：在国标中规定的效率试验方法有直接测定法、间接测定法和量热法三种。性能试验一般选用量热法，即用测量发电机所有冷却介质带走的热量来推算发电机的损耗与效率。出厂型式试验则选用间接测定法，用损耗分析法求取效率。③耗氢量测定：性能试验中的耗氢量测定与出厂型式试验中的密封性检验试验在本质上是一样的，都是按 GB/T 7064—2008 和行业标准 JB/T 6227—1992 规定的标准方法进行。但性能试验是在实际的氢气循环和密封条件下，且经多次检漏和消除漏点后才进行的，比出厂型式试验中所测得的漏氢量具有更强的实用性和准确性。④基本特性和短路比测定：按中国电力行业标准 DL 5000—1994 规定，大型发电机出口接线有以下三种方式：第一种在发电机出口不设断路器、负荷开关或隔离开关，采用这种接线方式的有 200、300MW 和 600MW 发电机与双绕组变压器组成的单元接线。第二种为在发电机出口设置出口断路器和负荷开关，是近几年世界各国大型机组电气主接线的一种发展趋势，中国华能玉环电厂 4×1000MW 机组也装有出口断路器。第三种接线方式是在发电机与主变压器之间设有可拆卸的连接排，这样就为发电机出口进行开路、短路试验创造了条件，缺点是操作量大，但所遇次数极少。

试验规程　发电机试验规程是进行发电机性能试验的依据。但是各国及各行业的试验规程并不完全相同，因此在试验方案确定之前，首先选定试验规程。通常选取的原则是：①对中国产发电机，一般选用中国现行国家标准，如在标准中对一些具体事宜未做规定，则还可参照中国现行行业标准进行；②对国外产的机组或中外合作生产的发电机，则可选用国际通用标准，或选用相关国家的国家标准。

qilun fadianji yichang yunxing

汽轮发电机异常运行　(abnormal operation of steam turbogenerator)　由于各种外部原因导致发电机产生异于正常工况的运行状态（包括电气量或非电气量的异常变化）。异常现象包括发电机过负荷、发电机不对称运行、发电机温度异常、发电机失磁运行等。

发电机的输出受其原动机输出功率、发电机特性（如定子绕组、转子绕组温升等）及与电网并列的静态稳定极限等因素制约。规定了发电机的安全运行范围，称为 P-Q 曲线（或称功率图），如下图所示。发电机通过汽轮机调节系统和自动励磁调节装置，调节有功、无功功率输出，按电网的需要在正常范围内稳定运行。发电机正常运行功率在 NMLCBT 曲线范围内，超过该曲线范围的发电机运行工况为异常运行工况。



发电机 P-Q 曲线

发电机过负荷　发电机的定子电流和转子电流超过额定值的一种运行方式。在系统发生短路故障、发电机失步运行、成群电动机起动和强行励磁等情况下，发电机定子或转子都可能短时过负荷。过负荷使发电机定子、转子电流超过额定值较多时，可能导致绕组温度超过容许限值，使绝缘快速老化，甚至可能造成机械损坏。过负荷数值越大，持续时间越长，上述故障发生的可能性越大。只有在特殊工况下，为了维持系统出力，防止系统静态稳定破坏，保证连续供电，才允许发电机短时过负荷运行，但定子电流最大不得超过额定值的 5% 长期运行。

发电机定子和转子短时过负荷的容许值由制造厂家规定。作为通用技术条件，发电机定子绕组承受的短时过电流倍数与允许持续时间的关系可用公式 $(I^{*2}-1)\ t=K$ 来表达。式中 I^{*} 为定子电流标幺值，t 为允许的持续时间（单位为秒），K 为定子绕组热容量常数（机组容量小于 1200MV·A时，$K=37.5$）。当过负荷时间超过允许时间时，应加强对发电机各部分温度的监视，并及时采取措施，立即将发电机定子电流及励磁电压、电流调整至正常允许值。

发电机不对称运行　发电机运行中三相电流和电压不均衡的一种运行工况。发电机不对称运行是一种非正常工作状态，出现不对称的原因可能是负荷不对称（如电力系统中有电气机车、直流输电、电解用的大型整流装置、电炉冶炼及其他换流装置等不对称负荷），也可能是输电线路不对称（如一相断线、某一相因故障切除后两相运行等）或系统发生不对称短路、发电机出口断路器非全相运行等。发电机不对称运行时，三相电压和电流均不对称，在发电机的定子绕组内除有正序电流外，还有负序电流。当定子三相绕组中流过负序电流时，产生的负序磁场以同步速度与转子反方向旋转，在励磁绕组、阻尼绕组及转子本体中感应出两倍频率的电流，从而引起附加发热。这些电流流过转子的横楔与齿，并流经槽楔和齿与套箍的许多接触面，由于这些接触部位电阻较高，可能产生局部高温，破坏转子的机械强度。除上述

附加发热外，负序电流产生的负序磁场还在转子上产生两倍频率的脉动转矩，加大机组振动，并使机组轴系产生扭振。

负序电流产生的附加发热和振动，对发电机的危害程度与发电机的类型和结构有关。对于汽轮发电机，由于转子绕组置于槽内，散热条件不好，因此负序电流产生的附加发热往往成为限制不对称运行的主要条件。

发电机承受不对称运行的能力，通常用两个技术参数表示：①允许长期运行的稳态负序能力，以允许的最大负序电流标幺值 $I_2^* = I_2/IN$ 表示；②短时间允许的暂态负序能力，以允许的短时 $I_2^{*2}t$ 表示。当发电机不对称运行时，负序电流的允许值与允许时间都不应超出制造厂规定的范围。

如果发电机三相不平衡超过规定值，或发电机振动超过规定值，保护动作应跳闸，否则应手动打闸发电机；若出现发电机三相电流不平衡超限运行，判明不是表计回路故障引起的，应立即降低发电机负荷，使不平衡电流降到规定值以下，然后向调度汇报。

发电机温度异常 发电机本体及相关冷却附属系统温度超过额定或允许值的一种运行工况。一般运行中发电机可以监视的温度有定子绕组温度、定子铁芯温度、冷氢和热氢的温度、冷却绕组的凝结水（除盐水）温度、氢冷器冷却水的温度等。

引起发电机温度异常的原因一般有：①测量元件异常或故障；②发电机的冷却系统异常或故障；③发电机电气量的异常运行，如发电机过负荷、进相及不对称运行、定子铁芯过励磁等；④发电机本体结构部件的异常导致磁通或磁路的改变等。

发电机在长期连续运行时的允许出力，主要受机组的允许发热条件限制。汽轮发电机的额定容量，是在一定冷却介质（空气、氢气和水）温度和压力下，在定子绕组、转子绕组和定子铁芯的长期允许发热温度的范围内确定的。这是因为发电机绝缘在运行过程中会逐渐老化，而对绝缘有重大影响的是发电机的温度。

及时发现冷却系统设备异常并正确处理，是确保发电机安全运行的重要保证。①对水内冷发电机，应密切监视发电机冷却水流量、冷却水电导率、进风温度等，同时严格保证水质，并通过监视定转子绕组温度和进出水温度的变化趋势，分析各绕组冷却水回路畅通情况；②对全氢冷发电机或水氢氢冷发电机的氢气系统，应密切监视氢压、氢温、氢纯度、漏氢量大小，并监视氢冷却器冷却水流量等。如因冷却系统设备异常导致定子或转子绕组、定子铁芯等温度异常，应视影响程度考虑是否停用自动发电控制，减出力运行，并查明原因及时处理，必要时停机处理。

发电机失磁运行 同步发电机突然部分或全部失去励磁后，仍带有一定的有功功率，以低滑差与系统继续并联运行，即进入失励后的异步运行。

发电机失去励磁以后，由于转子电流或发电机感应电动势逐渐减小，使发电机电磁功率或转矩相应减小。当发电机的电磁转矩减小到其最大值小于原动机转矩时，汽轮机输入转矩还未减小，因而在剩余加速转矩的作用下，发电机进入失步状态。当发电机超出同步转速运行时，发电机的转子与定子三相电流产生的旋转磁场之间有了相对运动，在转子绕组、阻尼绕组、转子本体及槽楔中，将感应出频率等于滑差频率的交变电动势和电流，并由这些电流与定子磁场相互作用产生制动的异步转矩。随着转差由小增大，异步转矩也增大。当某一转差下产生的异步转矩与汽轮机输入转矩（其值因调速器在电动机转速升高时会自动关小气门而减速）重新平衡时，发电机就进入稳定的异步运行。

发电机失磁后，如能过渡到稳定的异步运行，可向系统输送一定的有功功率，并且在进入异步运行后如能及时排除励磁故障，恢复正常励磁，也能很快自动进入同步运行，对系统的安全与稳定有好处。但发电机失磁后能否在短时间内无励磁运行，受到多种因素限制：①低励或失磁的发电机从系统中吸收较大的无功功率（尤其是大容量发电机），引起系统电压下降，如果系统中无功储备不足，将使邻近的某些电压监控点的电压骤降，破坏各电源点之间的稳定运行，系统电压可能崩溃而导致电网瓦解；②低励或失磁的发电机有功功率的摆动以及系统电压的下降，可能导致邻近正常运行的发电机与系统，或系统各部分之间的失步，发生振荡，甩掉大量负荷；③由于系统电压下降，系统中其他发电机在自动励磁调节装置的作用下，将迅速增加励磁电流输出，当励磁限制器失灵或与后备保护配合不当时，可能造成因转子过电流动作使正常运行发电机跳闸，使故障波及范围扩大。因此，原则上大容量发电机不允许异步运行。对于中小容量汽轮发电机，一方面失磁后对电力系统和发电机本身的危害并不像发电机内部短路那样迅速表现出来；另一方面，机组突然跳闸会给机组本身及其辅机造成一定冲击，有时也会对电力系统产生扰动。中小汽轮发电机失磁后可通过监视母线电压等判别元件，短时期内允许在系统中异步运行。当由于发电机失磁造成系统振荡时，应立即将该发电机从系统中解列。

qilun fadianji yunxing jiance he zhenduan

汽轮发电机运行监测和诊断 (monitoring and diagnosing of steam turbogenerator in operation) 应用检测手段对汽轮发电机运行工况和设备技术状况进行的在线、离线监测和诊断工作，以便早期发现潜伏性故障，采取必要的措施和有计划地安排检修，达到保持机组持续正常运转和防止设备损坏、提高设备可用率和降低检修费用的目的。

运行监测 也称带电监测、在线监测。指采集和监测设备运行状态下有关电气、机械的物理、化学特性的实时数据，建立正确的信息、数据处理系统。监测可以采用便携式装置，也可采用固定式装置；可以是连续监测，也可以是定期或间断监测。对运行中的设备进行测试或连续监测，其结果更能反映实际状况。由于测试设备和连接回路都处于低电压状态，因此没有接触高压的危险。

汽轮发电机的运行监测装置在实用效果、适用范围以及装置的成熟程度等方面有所不同，有的装置由于固有的局限性还有待进一步改进和完善。大型汽轮发电机应根据机组的特点有选择地采用必要的监测和诊断设备和系统。

局部过热监测系统 也称发电机状态监测器。用来监测早期汽轮发电机（主要是氢冷发电机）的定子绕组、铁芯或转子绕组等因通风回路堵塞、铁芯或绕组短路故障等引起的局部过热现象，目的是在形成绝缘故障前鉴别出发

电机绕组和铁芯的热量升高是否过快。其工作原理是监测氢气系统中的热解粒子。

发电机定子绕组、转子绕组及其硅钢片之间的绝缘材料及各种涂料，在超过其相应耐温等级的高温下，会过热分解产生粒子并形成烟雾。发电机内部的冷却气流由主轴风机驱动，有一小股气体作为样品气体连续进入监测装置的离子室，由于粒子阻碍离子的流通，因此通过对离子室内离子电流（如电子）降低的程度来测量粒子浓度，以此确定发电机存在烟雾的严重性，判断发电机内绝缘的过热程度。一般当离子电流降低到原有值的70%时，装置发出报警信号。通过一段时间内对收集到的粒子进行物理、化学性质的测定，便可分析出过热发生的部位、严重程度和发展趋势。

局部过热报警装置的监测内容有：①当定子铁芯叠片间的有机绝缘或与铁芯相接触的绝缘材料因局部过热发生分解时；②定子线棒“水电接头”由于焊接或连接不良，在运行振动力的作用下进一步恶化，通过正常工作电流的情况下发生过热并发展为烧损绝缘时；③定子线棒股线断裂产生电火花，烧损其股线并扩大烧损股间及对地之间绝缘时；④定子线棒内冷却水由于局部堵塞，或水系统故障而中断，造成铜线过热烧损绝缘时；⑤转子绕组由于通风孔或水冷系统堵塞，铜线过热烧损绝缘或转子绕组，两点接地弧光短路烧损绝缘时；⑥发电机定子绕组线棒间短路而继电保护未能快速切除短路电流导致烧损绕组绝缘时。

该装置是通过监测热点绝缘的热解物来进行间接判断的，有一定局限性。在热量增加速率较低，使散发的粒子浓度不能在一定时期内有明显增加，某些绝缘物在较高温度下难以分解等情况下，可采用示踪性化合物（较低耐温等级的材料）涂刷发电机各部位，通过涂料分解粒子来进行监测。

局部过热监测还包括常规的定子铁芯、绕组预埋测温元件的温度监测和水冷定子线棒出口水温测量元件的温度监测。当发现水冷绕组出口各点水温量值之间的温差与历史温差数据对照增加时（例如大于6℃），应引起警觉并检查。

故障放电监测装置　对定子绕组绝缘性能变化的监测和诊断，可用测量局部放电量及其特征的方法来实现。测量局部放电量是监视和测量发电机绝缘的有效手段。数量较大的局部放电会引起热效应、机械效应和化学效应的逐渐加剧，使定子绝缘性能进一步劣化。

一般局部放电仪器的接收频率为数十到数百千赫，为了避开运行中各种电力载波或电磁波的干扰，故障放电的监测装置也有采取甚高频（数十到数百兆赫）来接收放电脉冲的。大量实践证明，该接收方法的抗干扰性能较好，但由于原来局部放电测试标准没有考虑甚高频接收，无法用局部放电标准仪器的pC值直接校核。为了使同类型仪器的测试结果能相互比较，对仪器的灵敏度有一定的要求，在一定的耦合条件下，可以使仪器所指示的毫伏（或微伏）数对应于局部放电标准仪器所标定的pC值。

故障放电监测装置有两种形式：一种为便携式，使用简便，价格低，一台仪器可以对多种电气设备进行检测；另一种为固定安装式，工作比较稳定，且能直接指示pC值。一般汽轮发电机正常运行中测得的放电量约为10^2pC。当发电机因冷却气体湿度过高，发电机定子端部结露时，在运行电压下也会产生电晕或局部放电，其脉冲放电量可达10^5～10^7pC，提高冷却气体温度，降低湿度，其放电量就会恢复正常。当定子绕组断股或绕组绝缘性能劣化时，在正常运行电压下将产生局部放电，产生一快速电流脉冲。该脉冲信号与局部放电的强度成正比，并传送到发电机各导线，可以用测量发电机中性线高频电压或电流脉冲幅值、数量的方法来反映定子绕组的绝缘性能。

射电频率监测器（RFM）是监测定子绕组故障放电的一种装置，通过装在发电机中性点变压器的电压耦合器或电流互感器取得电压或电流信号，经前置放大、滤波（使之通过射频监测器所需的接收频带）获得其高频或甚高频放电脉冲信号，再经微处理器监测和控制系统检出射频信号幅值，用以诊断和报警。但RFM提供的是一种可能导致发电机严重故障的早期警报，不能精确定位故障发源地，也不能确定问题的严重性。发电机中一些附属设备（如励磁电刷等），以及邻近电力设备（电动机、开关、电弧焊等）一些并不反映发电机有危险状态的信号源，常常通过厂房中的接地电缆传到发电机中性线，被RFM监测到并误发警报。因此需要根据机组的运行经验，寻找方法，如降低RFM的灵敏度等措施来弥补。

转子轴系扭振监视器　电力系统中的扰动（如输电线路故障、大机组高压出线断路器在最不利时间条件下的重新合闸、串联电容补偿电网中发生的次同步谐振等）将使汽轮发电机轴系受到的电磁转矩发生冲击，激发轴系产生扭振。轴的寿命损失是一个累积过程，一定数量相对较小的个别事件，可累积导致轴系失效。因此，必须对运行中的大型发电机轴系扭振进行监测。为了获取电网中不同故障对轴系的实际干扰情况，主要应监测电网在各种扰动发生时对机组主轴产生的扭应力，以及引起机械疲劳和影响寿命的有关重要数据。经计算机数据处理和诊断软件取得结论，同时通过分析得出各种扰动产生的概率，为运行维护、设计、制造和改进设备提供依据。

转子轴系扭振监视器的基本工作原理是：将有关机组的运行数据（端电压、相电流、蒸汽压力及转速信号等）经输入矩阵、轴系扭振电子模型及输出矩阵之后，提供一组轴系扭振的模拟信号。该模拟信号经测得的相电流予以筛选，如超出设定的相电流值，即转换成数字，由计算机存取和处理。依据轴扭矩数据来估算轴疲劳与联轴器的变形程度；依据相电流数据估算发电机定子绕组受到冲击的伤害程度。最后直接打印出扭振资料和计算结果。

氢气辅助系统的监测与诊断　氢气具有绝缘好、导热系数高（比空气大6.69倍）、密度小（可降低风扇及通风损耗）、在接近纯氢（98%）状态下不助燃等特点，是现阶段用于冷却发电机最有效的气体，在大容量发电机中得到了广泛的应用。氢气用作冷却介质的最大缺点是不纯氢气的易燃易爆性。空气中的氢气含量占4%～75%时，就是一种具有潜在爆炸危险的混合气体，严重威胁安全运行。对于全氢冷或水氢氢冷的机组，氢气辅助系统的监测与分析重点在以下方面：①氢气纯度。保持纯净氢气（96%～98%）的供应，确保不会因有火花而被引燃爆炸，同时减少电动机风损，提高机组效率。通常采用氢气纯度表（HPM）来监测发电机运行时机壳内氢气的纯度。HPM的工作原理是根据机壳内气体的密度来计算机壳内气体（H_2或CO_2等）的纯度。方法是测定一小型恒速送风扇两边所产生的压力差，该压力差与气体密度成正比，而密度与气体纯

度成正比，经过标定即表示气体纯度。此外，也有测定气体的导热系数并与氢气导热系数比较来确定氢气纯度的方法。②氢气露点监视。任何气体吸收水蒸气的能力都是该气体温度的函数，较高的温度能吸纳较多的水分。一定的饱和水蒸气含量对应于一定的气体温度，若温度降低，就会发生结露。发电机机壳内的气体温度分布不均匀，氢冷器出口处气体温度（即发电机入口气体温度）会比入口处低得多，氢气的相对湿度较高时就可能因温度低于相应的露点，使水分凝结在发电机内部的某些部件上，造成护环应力腐蚀裂纹和电气绝缘的劣化。因此，应严格控制氢气湿度，正确规定发电机入口氢气温度。用测量绝对湿度的方法再与相应的露点温度对照便能直接监控露点温度。露点监测器较多应用薄膜氧化铝来监测水分含量。传感器结构是用一条铝带，经阳极化处理形成一多孔的氧化层，氧化层的一端覆盖着一层很薄的金，即形成氧化铝电容器。铝层和金形成电极，多孔的氧化铝就是电解质，这个多孔物质的电阻抗与附在上面的水蒸气多少成比例，可根据绝对湿度与电极间的阻抗关系，计算出绝对湿度。其局限性在于传感器失效（如气流中存在的传导性和侵蚀性颗粒使其性能变坏）或积水，常使测量产生误差，需要繁琐的常规维护和校验。③漏氢报警装置。氢冷汽轮发电机机壳内的氢压高达 0.4～0.5MPa。漏氢的主要途径有氢气密封瓦及其系统；机座、端盖的结合面和焊缝；出线套管以及管道或阀门等。对水氢氢冷却机组，一般设计均是定子冷却水压低于氢压。由于定子水冷绕组铜导线开裂、引水管裂缝或内部水系统接头焊接或连接不良，氢气就会进入空心导线的内冷却水系统，严重时影响内冷水在导线中的正常循环。带入定子冷却水箱的氢气与漏入发电机封闭母线、密封油管道的氢气统称为内漏氢。内漏氢可能在局部区域积聚，有爆炸的危险。漏氢可根据定期补氢的频次及数量来间接判定，也可装设专用的漏氢报警装置。漏氢报警装置的检测范围包括冷却水箱、封闭母线、密封油管道等。一般在漏氢浓度达到 1% 以上时就报警。漏氢报警装置的传感器采用钯栅氢敏元件，和其他半导体元件一样，由于使用温度的变化以及运行时间的长短，氢敏元件的性能不够稳定，再加上发电机内存在油污，对传感器产生污染，所以必须定期进行维护、校验，才能使装置长期正常连续运行。④密封油系统的监测。普遍采用双流密封瓦密封油系统做润滑密封（见密封油系统），阻止氢气的外逸和空气等杂质的浸入，必须装设传感器、测点和自动调节器对氢油压差、密封油箱的油位、密封油温等重要参数进行监测和控制。

水内冷发电机漏水监测装置　为使发电机微量漏水能被监测，尤其在转速为 3000r/min 时水内冷转子被甩成雾状的漏水，一般采用能测量机内湿度和外部环境湿度之差的仪器进行监测，如补偿式发电机检漏装置等；也可采用简易的滴水检漏板（两极板为水短路而导通）检漏报警，但该方法对雾状水滴灵敏度不高。

故障诊断　发电机运行在线监测和诊断技术是 20 世纪 80～90 年代发展起来的，各国应用经验表明，结合运行历史状况和历次测试数据对设备状态进行分析，及时监测发电机内部的隐患，可避免意外灾难性事故的发生，减少被迫停机次数，延长机组检修间隔，从而能显著提高发电机运行的安全性和经济性。

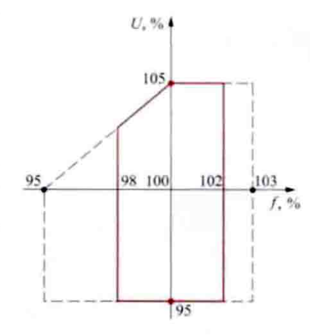
历史的测试数据和运行监测数据是进行诊断的基础条件。借助计算机的统计分析功能，可进一步向人工智能型专家诊断技术发展，建立具有监测系统和诊断系统相结合的数据库，并以逻辑推理使监测和诊断达到更高级别，预防严重事故的发生，判断故障位置，实现预知性检修。

qilun fadianji zhengchang yunxing

汽轮发电机正常运行

(turbogenerator normal operation)　汽轮发电机并入电力系统，并按电力系统要求和在汽轮发电机出力所允许的范围内长期稳定运转的工况。正常运行可以是按铭牌参数做额定工况运行，也可以是某一些参数在一定范围内偏离额定参数做非额定工况运行，包括电压和频率偏离额定值的运行、变负荷调峰运行、进相运行等。

电压和频率偏离额定值的运行　当电力系统因主力机组甩负荷、跳闸等原因造成无功功率不足时，会引起电压下降；若造成有功功率不足，可能引起频率下降。此时，电力系统送端发电机就可能处于低电压或低频率运行状态。相反，当电力系统在低谷负荷时，由于线路电容的影响，可能引起无功功率过量，从而造成电力系统电压升高。这些工况会给系统稳定以及发电机组的运行带来困难。因此，一般应对上述运行工况加以限制。中国的有关标准对电压和频率的限制条件如图所示，即发电机机端电压允许的变化范围为 ±5%，频率的允许变化范围为 ±2%（即 ±1Hz），若两者同时发生变化，则还规定发电机和主变压器的超磁通量不超过允许值的 5%。在此允许范围内发电机的运行仍属正常运行。当电压变化范围为 ±5%，而频率变化范围扩大为 −5%～+3%（对应的频率范围为 47.5～51.5Hz）之间时，仍然允许运行，但应对发电机出力、运行时间和允许运行次数加以限制。这种工况已属于非正常运行状态。（见汽轮发电机异常运行）



发电机运行允许的电压和频率变化

变负荷调峰运行　发电机在高峰负荷时按额定工况或接近额定工况运行，在低谷负荷时保持其他参数不变，仅降低发电机的有功和无功出力到某一数值的运行方式。发电机允许调节功率的范围称为发电机的变负荷调峰能力。发电机变负荷调峰能力的大小由其自身的结构设计决定。近年来提高汽轮发电机变负荷调峰能力的要求日益迫切，生产设计的 600、1000MW 汽轮发电机采用了转子铜线防蠕变、加滑移层和加装定子绕组进水温度调节装置等措施，使其变负荷调峰能力提高到 50% 左右。从而使调峰运行成为汽轮发电机的一种正常运行方式。

进相运行　在额定工况下发电机的功率因数为迟相，这时发电机既发出有功功率，也发出无功功率。当减小励磁电流时，发电机输出的有功功率不变，而发电机输出的无功功率逐渐减小到零值（功率因数相应地逐步增大）。若继续减小励磁电流，则出现无功功率为负值、功率因数超前，即定子电流相位超前电压相位的情况，这种工况下的运行称为进相运行。

随着电力系统容量的不断增加，超高压远距离输电线路相继投运，维持受电端电网电压不变成为一个突出的问题。较经济和简便的办法是利用发电机的进相运行来吸收电力系统过量的无功功率。但发电机进相运行受到多种因素的限制。①静稳定极限的限制，在进相方式下，发电机的静稳定极限有所降低，为了保证发电机的运行稳定性，一般都把发电机进相运行时的有功出力降低10%～20%；②发电机在进相运行时，定子端部漏磁磁密度增加，造成定子端部结构件损耗发热趋向严重。若通过试验和分析计算确定了进相时允许的功率因数和功率范围，并采取某些稳定措施之后，进相运行方式也可作为电力系统可以调用的一种正常运行方式。

qilun fadianji zhuanzi

汽轮发电机转子 (turbogenerator rotor) 汽轮发电机的旋转部分，主要由导电的转子绕组（即励磁绕组，包括引线、集电环），导磁的铁芯（大、小齿和轭部），以及转子轴伸、护环、中心环和风扇等组成。其作用是在励磁绕组中通入励磁电流产生磁场，在原动机带动下旋转，切割定子绕组，感应出交流电动势。汽轮发电机转子的外形如图1所示。

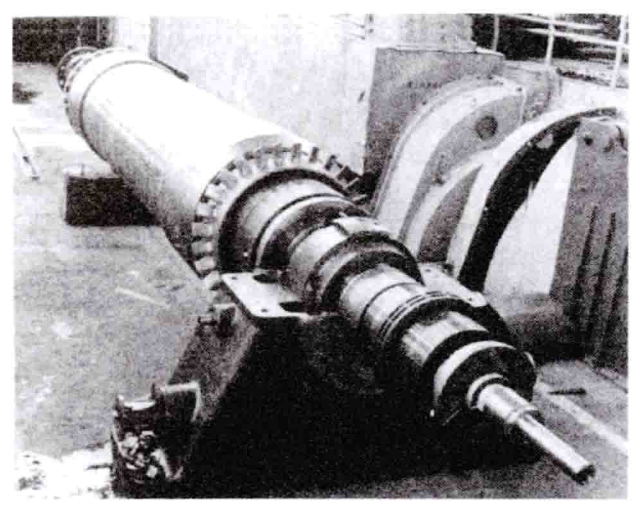


图1 汽轮发电机转子

励磁绕组 励磁绕组的转子采用F级绝缘。采用空气冷却的励磁绕组由裸扁铜线绕成，为同心式线圈。各线匝之间垫以绝缘（一般用两层0.2mm厚的环氧玻璃布板），线圈与铁芯之间有环氧云母或玻璃布薄膜组成的槽绝缘。

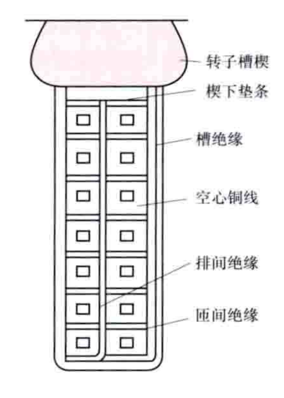


图2 水内冷转子槽内布置

采用水内冷的励磁绕组用空心铜线（一般中、小容量转子用正方形截面）绕成，槽内布置如图2所示。铜线用云母带连续包扎。槽绝缘如上所述。绕组嵌线后热压成形，用槽楔固定。励磁绕组经引线与集电环联结，再经电刷与外面励磁系统组成电路。

气体内冷转子采用轴向通风方式的，转子绕组每匝由两根含银铜排组成，在转子本体长度范围内为实心铜线，铜线沿宽度方向有两排腰圆形通风孔。端部为Π形铜排，两根反向拼在一起，中间形成一个通风道。

采用气隙取气斜流通风方式的，转子绕组每匝由扁铜线组成，扁铜线上铣有两排相互错开而倾斜方向相反的若干个长方形孔。（见汽轮发电机冷却技术）

轴及铁芯 转子铁芯及轴多用机械强度高、导磁性能好的Cr-Ni-Mo-V合金钢锭整体锻压成形。转子本体段四周有辐射状排列的齿和槽，大齿中心为磁极中心，称为直轴，小齿区中心称为交轴。为了使直轴和交轴两个方向的刚度尽可能一致或接近，一般对200MW及以上容量的转子需在大齿上开横向槽，以消除双倍频率（100Hz）的振动。对125MW及以下容量的转子，即使不开横向槽，倍频振动也不会太大。对四极转子，由于机械上互成90°的各个方向的刚度是相等的，因此不存在倍频振动的问题。另外，转子设计时应考虑到各阶临界转速，并使它远离额定转速的±10%。

转子阻尼结构 大容量汽轮发电机转子通常安装有阻尼绕组，以增大发电机负序电流承载能力。阻尼绕组由铜线制成，分三种结构类型：①梳齿式；②将不分段的阻尼条置于各转子槽楔下，并在两端护环下用铜板将各槽的阻尼条连接成阻尼笼；③在②的基础上还在大齿上开出若干轴向槽放置通长的阻尼铜排。

护环和中心环 护环用来保护转子端部绕组在运行或超速时不至于破裂飞逸。中心环用来加强护环刚度和防止端部绕组轴向移动。

汽轮发电机护环和中心环的结构大致可以分两大类：①刚性护环：护环一端热套在转子本体端部上，另一端热套在中心环外径上，中心环又热套在轴上。这种结构适用于小容量发电机，优点是结构简单，但受轴的挠度影响，长期运行后热套面容易磨损和开裂。②悬挂式护环：护环一端热套在中心环外径上，另一端热套在转子本体上，并用开口弹簧环键子以固定，或者用突齿结构和键子以固定。中心环与轴之间有间隙。这种结构用于中、大型发电机，结构较复杂，但不受轴挠度的影响（见图3）。

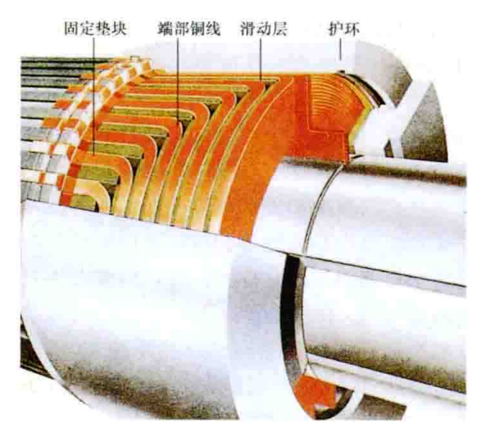


图3 汽轮发电机转子护环悬挂式结构

护环套装在转子端部绕组外面，为了减少漏磁，护环一般采用高强度非磁性的18Mn18Cr奥氏体钢，其抗应力腐蚀性较强。中心环通常采用合金钢35SiMn，对大容量汽轮发电机，为了减少端部漏磁，也有采用

非磁性钢 40Mn18Cr3 的。

风扇 转子两端装有同轴风扇，鼓动冷却气体冷却发电机绕组、铁芯等，有离心式和轴流式两种。

空气冷却的小容量汽轮发电机采用离心式风扇，风扇置于转子两端护环外侧轴上，主要冷却定、转子绕组及定子铁芯等。

中等以上容量双水内冷汽轮发电机采用单级装配式轴流式风扇，风扇置于两端外侧轴上，主要冷却定子铁芯。

对大容量氢内冷汽轮发电机，转子风扇采用装配式单级或多级轴流式风扇，冷却定子铁芯、转子绕组和定子端部结构件。为了提高风压、流量和效率，在定子上装有导向静叶片。

qilun fadianjizu jizuo

汽轮发电机组基座

(turbogenerator pedestal) 支承汽轮发电机组传递静荷载及动荷载的动力机器基础。通常采用现浇钢筋混凝土框架式结构，也有采用弹簧隔振基础。

基座设计的基本要求是将机组重量均匀地传到地基，基座质量和刚度分布合理，通过动力和静力分析优化，使计算振动幅值控制在允许范围以内。基座四周与厂房楼层分开独立布置，以减小对厂房振动的影响。框架式基座可分为高频刚性和低频柔性两类。高频刚性基座频率大于机器工作频率，低频柔性基座频率小于机器工作频率。基座频率至少需避开机器工作频率 20%～30%，在起、停机和运行中不产生共振。火力发电厂汽轮发电机基座偏向于采用低频的钢筋混凝土框架式基座或弹簧隔振基座。

钢筋混凝土框架式基座 其动力模型是由顶板、支柱、底板和中间平台组成的空间体系。顶板应有足够的质量和刚度，并尽可能使顶板各梁的静挠度接近；支柱在满足强度、稳定要求的前提下适当减小断面；底板需具有一定的刚度，可根据地基情况综合考虑；中间平台采用厚板整体现浇平台或弹簧隔振平台，防止振动过大。

(1) 基座的设计：首先拟定基座尺寸，经计算分析比较，确定基座的型式、尺寸和基座动力特性满足设备要求。由于计算扰力与实测数据差异，计算中未模拟机组轴系质量、刚度、油膜阻尼，尚未测得基座频率峰值，实际振幅值受机组安装的平衡度、连接管道振动影响等原因影响，基座的振幅计算尤为重要。

(2) 基座的动力分析：框架式基座在国内外均采用空间多自由度分析体系，分析方法有振幅法或共振法。中国的现行标准采用振幅法，控制各质点计算振幅不超过允许值。西欧和日本则普遍应用共振法，控制基座的自振频率避开机器的扰力频率，避免发生共振。动力分析多采用有限元分析软件，建立基座系统的三维模型，乃至模拟转子和轴系，完成在机器扰力作用下进行自由振动和强迫振动的有限元分析。

弹簧隔振基座 由顶板、弹簧隔振器（含阻尼器）、支柱及平台结构组成的空间多自由度体系。中国已在少部分机组上应用。基座顶板有足够的质量和刚度，并尽可能使顶板各梁的静挠度接近，在上部平台和柱顶之间设有可调整的弹簧隔振器组，隔振效率可达 95%，隔振器以下可按静力状态设计。

振动控制标准 中国规范与国际标准在控制指标和计算方法上存在差异。中国规范规定的控制标准见下表。计算垂直、水平横向振动线位移的扰力取值为 $0.20W_i$（W_i 为作用点的机器转子重力），水平纵向为 $0.10W_i$；结构阻尼取0.0625。

振动控制标准

机器工作转速 (r/min)	3000
±25%工作转速允许振动线位移 (mm)	0.02
0～75%工作转速允许振动线位移 (mm)	0.03

德国 DIN4024 标准规定控制频率范围为 0.9～1.1 倍工作转速。可根据平衡品质计算扰力，平衡品质比德国 VDI2060 的规定相应降低一级，即取 $G=e_{\omega}=6.3$mm/s（G 为转子平衡等级，mm/s；e 为转动质心偏心距，mm；ω 为转子工作角速度，rad/s），扰力相当于0.2018倍转子重量。结构阻尼取 0.02～0.03。控制振动线速度均方根限值满足制造商要求（如 ISO 10816-2 中 A 区不超过 3.8mm/s）。

qilun fadian jizu zhouxi

汽轮发电机组轴系

(turbogenerator shaft system) 用联轴器连接在同一中心线的汽轮发电机组各转子构成的回转体。机组运行中反映的横向和轴向振动、扭振、临界转速以及稳定性等问题都与汽轮发电机组轴系特性有关，而轴系特性与单个转子的特性也有差异。（见轴系稳定性、转子临界转速）

轴系与单个转子的主要区别在于：①轴系临界转速与单个转子临界转速有关，但单转子在轴系中因轴端受到约束，使该转子的临界转速在轴系中得到提高；②转子支承标高相对变化，对单转子是无意义的，但对轴系特别是用刚性联轴器连接的挠性转子，将使临界转速和振型均发生变化，并使相邻轴承的载荷发生转移。其结果是使平衡不佳的挠性转子上的残余不平衡量引起运行时的振动发生变化；对于载荷变轻的轴承则使失稳转速降低，对于稳定性差的轴承，容易发生油膜振荡。

qilun fadianji zuida rongliang

汽轮发电机最大容量

(turbogenerator maximum capacity) 当冷却介质压力在高限，介质温度在低限或规定值，而除电流外的其他参数均在额定值时汽轮发电机允许的最大连续负载，又称最大输出功率，单位为 kV·A 或 MV·A。

汽轮机在一定条件下容许在发电机端连续输出最大功率。汽轮机的最大功率也称保证最大连续出力（MCR），是指汽轮机在制造厂所保证的最大连续进汽量及所规定的工况条件（如冷却水温度）下在发电机端连续输出的功率。国内要求发电机的最大连续容量与汽轮机的最大连续输出功率相匹配。美国要求发电机的额定功率与汽轮机的最大计算出力相匹配，不主张通过降低冷却介质的温度来提高发电机的过载能力。

燃气轮机发电机的峰值容量是指在额定频率、额定电压和额定功率因数以及二次（最终）冷却介质（水或空

气）温度在现场运行规定范围内时，发电机的温升和温度可比基本容量（见汽轮发电机额定功率）时高15℃时的发电机出线端连续输出的视在功率。以峰值容量运行时，绝缘老化速率是基本容量时的3～6倍，将导致电机寿命缩短。燃气轮发电机作为调峰用时，可在峰值容量运行。

qilunji

汽轮机 （steam turbine） 将蒸汽热能转换为机械能的叶轮式旋转原动机。汽轮机是火力发电厂主要设备之一，接受锅炉送来的蒸汽，将蒸汽热能转换为机械能，驱动发电机发电。汽轮机的转速可以设计为定速或变速，变速汽轮机可用于驱动风机、压气机、泵和船舶螺旋桨等，定速汽轮机则用于驱动同步发电机。

简史 公元前120年，亚历山大的希罗记述了古埃及利用空心球中蒸汽喷出的反作用力而使其旋转的装置，为反动式汽轮机的雏型。公元1629年，意大利科学家G.de布兰卡（Giovanni de Branca，1571—1645）首先利用从加热盛水容器中喷出的汽流推动一个轮盘旋转，这便是冲动式汽轮机的原形，但这些只是玩物。直到1883年，瑞典工程师C.G.P.de拉伐尔（Carl Gustaf Patrik de Laval，1845—1913）建造了第一台有实用价值、功率为3.67kW的汽轮机。这是一台单级冲动式汽轮机，转速高达26000r/min。他解决了由于高转速引起的机械强度和振动问题以及喷嘴设计问题。1884年英国的C.A.帕森斯（Charles Algernon Parsons，1854—1931）制成7.46kW的多级反动式汽轮机。这台汽轮机具有两个叶轮组，每组共有15个叶轮，叶轮直径仅有75mm，转速为17000r/min。1900年美国的C.G.柯蒂斯（Charles Gordon Curtis）制成单压力级速度多级的冲动式汽轮机。进入20世纪，法国A.拉托（Auguste Rateau）、瑞士H.佐莱制成了多级冲动式汽轮机；1910年容克斯脱莱姆（Ljungstrom）兄弟建议制成辐流式汽轮机，上述多级反动式和冲动式汽轮机便是现代大容量汽轮机的基形。

19世纪后期，随着电动机和电灯的出现，电力负荷迅速增长，促使电力工业的发展。进入20世纪，电力工业的发展更加突飞猛进，原来作为发电厂原动机的往复式蒸汽机，因其单机容量小、效率低、转速低、运行不平稳，而让位于汽轮机。

汽轮机的发展往往是伴随着增大单机容量和提高蒸汽参数，但发展过程有反复。1960年美国投入一台单机容量为325MW的两次中间再热汽轮机，蒸汽参数为34.5MPa，649/566/566℃。但这台汽轮机的运行情况不理想，后降低参数为31MPa，610/566/566℃运行。世界上最大的单轴汽轮机为1200MW，双轴为1300MW，蒸汽压力一般为16.5～18MPa的亚临界或24MPa左右的超临界；随着超临界压力机组的更广泛地被采用及超超临界压力机组的发展，新蒸汽温度则从538℃提高到600℃，中间再热蒸汽温度则从538℃提高到600～620℃，新蒸汽温度和再热蒸汽温度并有向更高温度700℃发展的趋势。

中国第一台用于发电的汽轮机于1907年在上海投运，是英国帕森斯（Parsons）公司制造的800kW机组。1949年前容量最大的机组是1941年在抚顺发电厂投运的53MW中压机组，蒸汽参数最高的是1947年在上海杨树浦电厂投运的15MW前置式汽轮机，汽压为8.4MPa，汽温为496℃。50年代初期中国引进捷克和苏联技术制造的第一台汽轮机，容量为6MW，1956年首先在淮南田家庵发电厂投运（见图1）。

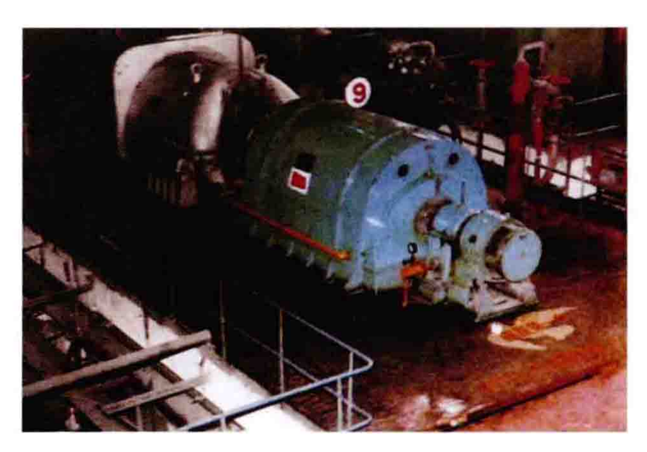


图1 国产第一台6MW汽轮发电机组

以后陆续制造出12、25、50MW中压和高压机组，1959年投运了100MW汽轮机。中国自行设计制造的125、200、300MW汽轮机，分别在1969年、1972年和1974年投入运行。以后1982年和1985年分别投运了日本三菱（Mitsubishi）公司制造的350MW和法国阿尔斯通（Alstom）公司制造的600MW机组。引进原美国西屋（Westinghouse，WH）公司技术自行制造的亚临界压力300MW和600MW机组，分别于1987年和1989年投运。90年代初又相继引进了阿尔斯通（原ABB）超临界压力600MW汽轮机及苏制320、500MW和800MW超临界压力汽轮机和西门子（Siemens）公司超临界压力900MW汽轮机。第一台国产600MW超临界压力汽轮机和国产1000MW超超临界压力汽轮机，分别于2004年和2006年在沁北发电厂和玉环发电厂投运。

结构 汽轮机由汽缸和转子两大部分组成，转子位于汽缸内。汽缸一般分上下两半，其前端为高压缸的进汽或排汽端，后端为连接凝汽器的排汽口。汽缸内部有若干隔板，隔板上镶有静叶（即喷嘴或导叶），隔板直接装在汽缸或固定在隔板套上（见汽轮机汽缸）。转子与汽缸同心。转子中心部分为主轴。主轴上有叶轮，叶轮外缘装有动叶。转鼓式转子的动叶直接装在转鼓上。每圈动叶都置于每圈静叶之后，组成汽轮机级（见汽轮机转子）。转子由轴承支承。主轴末端有联轴器，用以连接发电机。

汽轮机在起动或停运时，转子和汽缸因温度升降产生热胀冷缩而产生相对位移，此时仍必须保持动静部分的轴向和径向间隙，以避免转子在汽缸中高速旋转产生碰磨。汽缸一般支持在基础台板上，高、中压汽缸前后通常用猫爪搭在轴承座上，轴承座下设有座架，共同膨胀的汽缸与轴承座之间往往设有推拉杆连接，在基础台板和轴承座架上设有滑销系统，以保证受热部分能定向自由胀缩并保持同心。

汽轮机本体同凝汽器、回热系统、调节保安系统、监视仪表、油系统和汽水系统等构成汽轮机组。图2给出了600MW超临界汽轮机剖面图。

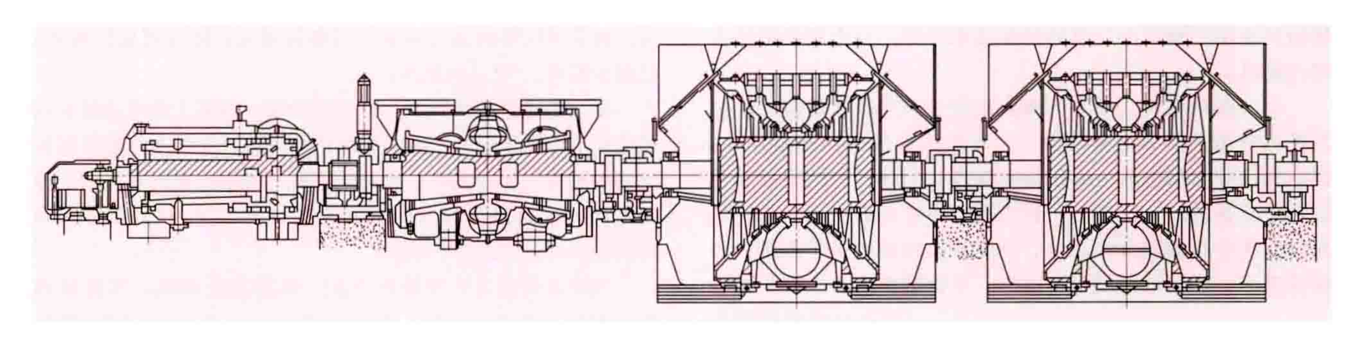


图 2 600MW 超临界汽轮机剖面图

工作原理 汽轮机遵循朗肯循环原理进行工作。来自锅炉的蒸汽经主汽阀和调节汽阀进入汽轮机的各级。蒸汽在每一级的静叶间膨胀加速，将焓降转变为蒸汽的动能，即蒸汽降低压力和温度形成高速汽流，流经动叶，推动转子旋转；再经动叶流道折转进入下一级的静叶，使蒸汽的焓值再一次下降，转变为动能流向动叶，推动转子旋转做功；如此逐级行进，直到末级动叶出口排入凝汽器。还有一种汽轮机动叶之间的蒸汽通道也制成喷嘴形状，蒸汽的焓在动叶中也逐级下降，转变为高速汽流喷出，动叶接受此高速汽流的反作用力，也推动转子旋转做功。

蒸汽排入凝汽器后被冷凝为凝结水，由水泵经回热系统送回锅炉再行加热，变为具有一定压力和温度的蒸汽，继续进入汽轮机做功。

主要性能参数和指标 载于汽轮机铭牌和说明书上的主要性能有汽轮机的额定功率、主蒸汽参数、中间再热蒸汽参数、排汽压力、转速、抽汽参数和抽汽量以及热耗率等反映汽轮机基本性能的参数和经济性指标。但作为驱动发电机的原动机，汽轮机的主要性能还应包括可靠性、负荷适应性和可控性等方面的指标或要求。

汽轮机功率 汽轮机轴端输出的机械功率，是汽轮机最主要的性能。汽轮机功率常用的有额定功率、最大连续功率、最大功率和最大超负荷功率。

(1) 额定功率（rated power）。在额定的新蒸汽参数、再热蒸汽参数以及规定的背压、补给水率的条件下，不超过规定寿命时，发电机端子处的保证连续功率，该功率又称为铭牌功率。

(2) 最大连续功率（maximum continuous rating）。在额定的新蒸汽参数、再热蒸汽参数、规定的背压以及补给水率为零的条件下，不超过规定寿命时，发电机端子处的保证连续功率，该功率一般大于铭牌功率。汽轮机调节阀不必全开。

(3) 最大功率（maximum capability）。在规定的终端参数下，调节阀全开时汽轮机能发出的功率，也称阀门全开功率（VWO 功率）。

(4) 最大超负荷功率（maximum overload capability）。在规定的超负荷终端参数（例如：最终的给水加热器被旁路或提高新蒸汽压力）下，调节阀全开时汽轮机能发出的最大功率。

经济性 汽轮机经济性的重要指标是它的热耗率（HR），即发 1kW·h 的电能所耗用的热量。汽轮机的经济性与汽轮机静叶与动叶中的能量转换效率有关，更与热力循环及其参数有关。例如提高蒸汽的压力和温度，降低排汽压力，采用给水回热和中间再热，以及增大单机容量等都可提高汽轮机的经济性。300～600MW 亚临界压力汽轮机的保证热耗率约为 7800～7900kJ/(kW·h)，但实际的热耗率比制造厂家的保证值要大；玉环发电厂 1000MW 超超临界压力汽轮机保证热耗率为 7316kJ/(kW·h)，试验热耗率达到了保证值。

可靠性 汽轮机在规定条件下和规定时间内完成规定功能的能力，汽轮机的可靠性是十分重要的性能指标。汽轮机任何零部件的失效都可能使汽轮机达不到额定功率或被迫停机检修，不仅影响连续供电、减少发电量和增加发电成本，如遇叶轮、转子或主轴损毁则可能造成机毁人亡的巨大事故。可靠性一般采用可用率和强迫停机率来表示（见火力发电厂可靠性管理）。

电力工业要求汽轮机少出事故，要求检修间隔长、检修时间短，因而更重视机组的可用率。较高的可用率表示机组安全性好，能多发电，可减少电网中的备用机组容量，能提升电力工业的经济性。一般技术成熟的大容量汽轮机，可用率可达 95%以上。

负荷适应性 电力工业发、供、用电同时完成的特点要求汽轮机的输出功率要随外界负荷的变化而变化，这就是负荷适应性。负荷适应性包括起动特性，升降负荷速率，具有带低负荷或两班制运行（每日起停一次）的调峰能力等。

形式与分类 可以从工作原理、功能、蒸汽参数、级数、汽缸数、轴数、旋转速度和汽流方向等，对汽轮机进行分类。

按工作原理分类 可分为冲动式汽轮机和反动式汽轮机两大类。蒸汽主要在喷嘴或静叶间膨胀的汽轮机称为冲动式。蒸汽在静叶间和动叶间都膨胀的汽轮机称为反动式。（见汽轮机通流部分）

按汽轮机功能分类 可分为凝汽式、抽汽供热式和背压式三大类。凝汽式汽轮机工作蒸汽除从中间级的级后抽出部分蒸汽供给水回热加热之外，全部排汽进入凝汽器冷凝成凝结水。抽汽供热式汽轮机是指蒸汽在汽轮机内工作的中途尚未进入凝汽器之前抽出一部分供热力用户使用的汽轮机，可同时带电力负荷和热力负荷。背压式汽轮机是指蒸汽排出汽轮机后不进入凝汽器，排汽仍有较高的压力，可用于供热或其他用途。抽汽式汽轮机和背压式汽轮机均属于热电联产汽轮机。

按蒸汽参数分类 可分为低压（2.4MPa 以下）汽轮机，中压（3.43MPa）汽轮机，高压（8.83MPa）汽轮机，超高压（12.75MPa）汽轮机，亚临界压力（16.67～17.5MPa）汽轮机，超临界压力（24.2MPa）汽轮机和超超临界压力（新蒸汽压力≥27.0MPa，或新蒸汽温度或/和再热蒸汽温度≥580℃）汽轮机。

按级数分类　可分为单级汽轮机和多级汽轮机。单级汽轮机只适用于驱动小功率的油泵或水泵等。发电用的都是多级汽轮机。

按汽缸数分类　可分为单缸汽轮机和多缸汽轮机。单缸汽轮机只用于中小容量机组，大容量汽轮机都为多缸结构，其汽缸可分为高压缸、中压缸和低压缸三种。有的高压和中压转子联合在一个汽缸内，称为高、中压合缸。高、中、低压汽缸都有单流和分流之分。分流汽缸的蒸汽从中部进入由两端流出，可以增加机组的功率，平衡轴向推力。由于在空气动力学和强度振动方面都遇到很苛刻的条件，汽轮机末级叶片的长度受到限制，使单排汽口的通流面积受限。大容量汽轮机的低压缸都采用分流，即每个低压缸有两个排汽口。汽轮机汽缸排列可参见图3。（见汽轮机汽缸）

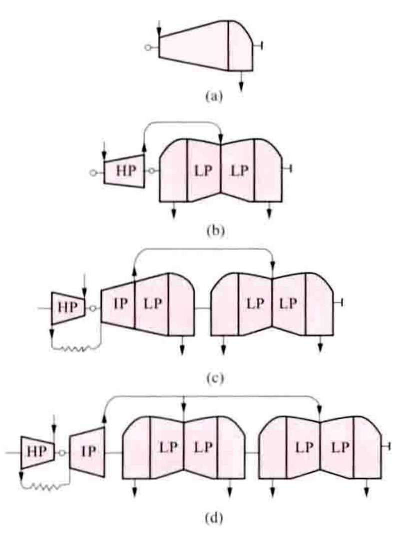


图3　汽轮机汽缸排列示意图

(a) 单缸汽轮机；(b) 双缸双排汽汽轮机；(c) 三缸三排汽汽轮机；(d) 四缸四排汽汽轮机
HP—高压缸；IP—中压缸；LP—低压缸
○—推力轴承；—∿∿—再热器

按汽轮机轴数分类　可分为单轴汽轮机和双轴汽轮机。这里所说的轴，是指汽轮机转子与发电机转子用联轴器联成一根对中的轴系。一个轴系的称为单轴汽轮机，两个轴系的称为双轴汽轮机。后者是为了降低末级叶片的离心力，增大排汽口面积，将低压转子的转速设计为高压转子转速的一半，组成另一轴系，两根轴系各带一台发电机运行。也有因发电机的容量限制，设计成转速相同的双轴机组的。图4所示为1300MW双轴汽轮机配置示意图。（见汽轮发电机组轴系）

按旋转速度分类　可分为全速汽轮机和半速汽轮机。全世界范围内电力频率只有50Hz和60Hz两种。例如中国和欧洲为50Hz，美国为60Hz。故发电机的转速最高为3000r/min（50Hz）或3600r/min（60Hz），汽轮机具有这种转速的为全速汽轮机，转速为1500或1800r/min的为半速汽轮机。一般火电单轴机组都为全速，双轴汽轮机的低压轴则可能为半速。大容量核电汽轮机多采用半速。

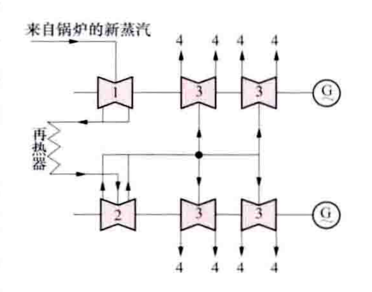


图4　双轴汽轮机配置示意图

1—分流高压缸；2—分流中压缸；3—分流低压缸；4—排入凝汽器；G—发电机

按汽流方向分类　可分为轴流式和辐流式汽轮机。蒸汽沿轴的大致水平方向由前向后流动称为轴流式汽轮机。辐流式汽轮机有两种形式，即向心式和离心式都有应用。辐流级的汽流方向总是垂直于转子的旋转中心线。小容量辐流式汽轮机起动快，曾获得较好的运行效果，但容量越大，运行可靠性越差，已较少应用。（见汽轮机级）

典型制造厂技术特点　20世纪前期，世界工业发达国家汽轮机制造业竞争激烈，许多派系已被淘汰，发电用汽轮机仅留下多级轴流的反动式和冲动式汽轮机。国际上有代表性的厂家是法国阿尔斯通公司（Alstom）、德国西门子公司（Siemens）和美国通用电气公司（GE）。

阿尔斯通公司汽轮机的特点　多数为反动式。大容量机组一般采用高中压分缸，高压缸为单流，大于400MW机组的中压缸为分流。600MW级机组采用四缸四排汽。世界上最先（1973年）投产的容量最大达1300MW机组由该公司制造，为双轴六缸八排汽口，高压和中压缸均为分流。一概采用转鼓式焊接转子，焊接式调节级叶轮。高压内缸中分面不用法兰螺栓连接，而采用5～10个紧圈红套使上下汽缸箍在一起。相邻两个转子之间只有一个轴承支撑，轴承曾用可倾瓦，后来采用改进的囊型瓦，推力轴承为密切尔式。联轴器与转子为整锻件，联轴器螺栓埋头，中有剪力环。一般除末级和次末级外，均采用圆柱型等截面型线，动、静叶片型线相同，末级为自由叶片。采用自充满主油泵。汽缸切向进汽。

西门子公司汽轮机的特点　采用反动式。大容量机组采用高中压分缸。300MW以上机组中压缸多为分流；根据机组容量的不同可包含1～3个分流低压缸。低压末两级采用自由叶片，其他低压级则为整体围带叶片。超临界大功率机组的高压外缸采用罐式结构，没有中分面，若为两次中间再热机组，第一中压段也采用单流罐式结构。高压段多采用无调节级设计。转子为整锻结构。所有轴承座均刚性落地，两汽缸之间只用一个轴承支承转子。低压缸直接支承在汽轮机平台上，低压外缸与凝汽器刚性连接。机组死点设在高中压缸之间，可缩短中低压缸轴向间隙，减少泄漏，提高效率。机组采用变压运行，全容量旁路，机组的调峰性能良好，能够适应频繁起停。机组大修周期长达8～12年。

通用电气公司汽轮机的特点　采用冲动式。单机容量在600MW以下时，高、中压合缸，流向相反。600MW以上高、中压分缸，高压第一级为分流，其余为单流；中压缸为分流。采用自由悬挂主汽阀和调节汽阀。外缸在中心线上支承。每个转子有两个轴承，采用普通椭圆瓦或可倾瓦。推力轴承为固定斜面瓦块。大型汽轮机采用整锻转子。调节级叶片为双层围带，第一层是整体围带，其上有铆钉头用以铆接第二层围带。中间级叶片均为铆接围带。用于50Hz的末级叶片顶部整体围带，连接成组。60Hz的末级叶片采用板形铆接围带。末级叶片均有拉筋。喷嘴室为锻造，配汽采用联合调节方式，装有进汽方式选择器，运行人员可选择喷嘴调节或节流调节方式。

世界上许多著名的汽轮机制造厂家，均有长期的独立的发展经历，也有不少是引进上述几家设计制造技术，但全部都可划分为制造冲动式或反动式汽轮机两大类。中国主要大型汽轮机制造厂有哈尔滨汽轮机厂、上海汽轮机厂、东方汽轮机厂、北京重型电机厂和北重阿尔斯通电气设备有限公司（阿尔斯通控股）。哈尔滨汽轮机厂300MW和600MW亚临界压力汽轮机引进原美国西屋公司技术（汽轮机设计制造部分由西门子公司收购）、600MW超临界和超超临界压力

汽轮机引进日本三菱公司技术、1000MW超超临界压力汽轮机引进日本东芝公司技术设计制造。上海汽轮机厂300MW和600MW亚临界压力、600MW超临界压力汽轮机引进原美国西屋公司技术、600～1000MW等级超超临界压力汽轮机引进西门子公司技术设计制造。东方汽轮机厂600～1000MW汽轮机引进日立公司技术设计制造。北京重型电机厂330MW汽轮机引进阿尔斯通公司技术设计制造。北重阿尔斯通电气设备有限公司（阿尔斯通控股）汽轮机采用阿尔斯通汽轮机设计制造技术。

展望 汽轮机的技术发展，着重于增大单机容量和提高蒸汽参数，截至2011年底，中国投运的1000MW等级超超临界压力机组共39台。正在建设600、1000MW等级超超临界压力二次再热机组，正在研究建设单轴1200MW等级超超临界压力机组。欧洲和中国均在致力研究新蒸汽温度和再热蒸汽温度约为700℃的高效超超临界压力机组，将使火电机组循环效率进一步提高。

qilunji anzhuang

汽轮机安装

（steam turbine erection） 汽轮机各组合零部件通过检查、清理、刮削、校正、检测、连接、平衡、冲洗和试验等工艺手段在基座上进行的整体装配及检查工作（见图1），包括汽轮机本体、油系统和调节系统的安装。

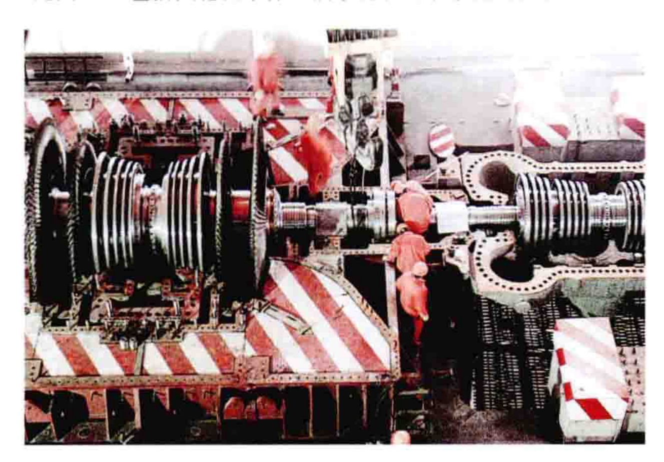


图1 600MW汽轮机安装

汽轮机本体安装 主要工序有汽缸组合、台板就位、汽缸找正、汽缸负荷分配、轴承安装、转子安装、通流部分安装、汽缸扣盖及汽缸螺栓热紧。安装要求各支承点荷载均衡、各汽缸与发电机轴系中心一致、汽缸内部各间隙正确，在高温、高压、高转速的工作条件下能安全、经济运行，不产生振动、摩擦、泄漏、温升过高等不良现象。

汽缸组合 部分汽缸是分段制造，法兰或者焊接连接。组合工作要求保证汽缸各接合面的严密性和汽缸洼窝相对位置的正确性。汽缸组合通常有圆筒形组合和水平组合两种方式。圆筒形组合是先将汽缸分段各自组成一整圆体，再进行垂直面的连接（见图2）。法兰连接的汽缸多采用圆筒形组合，焊接连接的汽缸多采用水平组合方式。

台板就位 台板是支持汽轮机或轴承座的基础底板，通过地脚螺栓牢固地与基础连成一体。台板支承汽轮机全部重量，运行时还承受汽缸膨胀引起的推力和汽轮机运行时蒸汽对汽缸施加的反作用力。为保证机组运行时台板支承平稳，不致产生脱空或倾翘现象，台板在就位前要按接近安装状态位置对台板与轴承座底面（或滑块面）进行涂色检查，以接触点均匀分布为合格。

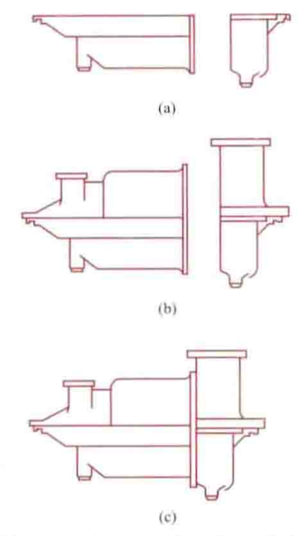


图2 汽缸圆筒形组合示意图
(a)下缸就位；(b)分段组合成圆筒形；(c)两段汽缸组合

台板就位可以依次单独就位，也可以与轴承座、汽缸组合在一起就位。利用调整台板下的垫铁、混凝土垫块或螺栓千斤顶对台板找正、找平，以使标高、扬度符合要求。轴承座、汽缸与台板承力面间应没有间隙，纵、横销间隙正确，使汽轮机热膨胀不受阻碍。通常台板就位是汽轮机安装开始的标志。

有的机组为无台板结构，即轴承座直接装在带有自位调节的球面支持上或者直接放在基础上。

汽缸找正 汽缸找正的目的是使汽缸和轴承座的纵向中心线处在同一个垂直平面，并使各中心线在垂直平面中形成一条连续轴线。汽缸找正以前后轴承座为找正基准件，以轴承座油挡洼窝中心为找正基准点。找正方法常用拉钢丝法。拉钢丝法是在汽缸前后轴承座油挡洼窝圆心上架一校正钢丝（直径为0.5mm），以该钢丝逐段校正汽缸各洼窝的偏差位置。为提高测量精度，在测量时可配用声（光）信号的导电装置帮助测量。

汽缸横向水平偏差过大，运行时汽缸在横向分力的作用下，会产生位移使汽缸中心发生变化，故应进行汽缸水平调整。

汽缸负荷分配 多支承面的汽缸在找正、找平后，并不能表明汽缸各支承面受力均衡。为防止由于个别支承面不受力或少受力而产生运行时汽缸不稳定现象，在安装时还应用猫爪垂弧法或测力计对汽缸支承面的负荷重新分配。猫爪垂弧法是轮流抽去左、右猫爪的垫片，测量猫爪自然下垂的值，两边垂弧值的差值，即为两边负荷分配的比值，改变猫爪垫片厚度使得猫爪支承面的负荷合理，适用于二支承的静定结构汽缸；测力计是一类似弹簧秤的测荷工具，装在汽缸各支承面的设定位置上，按设计要求调整，测力计上千分表指示数值即为支承点实际受力情况，应调整到左右两侧负荷符合要求。

轴承安装 汽轮机轴承有支持轴承和推力轴承两种，都是巴氏合金材料的滑动轴承。采用汽轮机油润滑，使轴颈与轴承间、推力盘与推力轴承间形成油膜，以减少摩擦力，并把摩擦产生的热量带走。为形成良好的油膜，在安装时应使轴颈和轴瓦光洁，并有符合规定的油隙、接触宽度及装配紧力。否则会使油膜破坏，致使轴承发热，轴颈振动，甚至轴与轴承间咬死。

转子安装 汽轮机转子安装主要是轴封洼窝按转子找中心及转子按联轴器找中心（见图3）。

轴封洼窝按转子找中心目的是使转子中心线与汽缸轴封洼窝中心线在安装时保持一相对位置，使运行时两中心线尽可能重合。汽轮机从冷状态向运行状态过渡时，中心位置会发生变化，找中心时也需要预先考虑这种变化造成的影响。

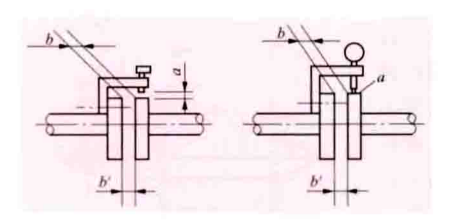


图 3 联轴器找中心

a—测量的圆周值；b、b'—同时测量的端面间隙值

转子按联轴器调整两联轴器的同心度和端面平行度，考虑到汽轮机冷状态到运行状态的变化，联轴器找中心时需要将同心度和端面平行度调整到制造厂的设定值。

通流部分安装　汽缸内部蒸汽流动经过的喷嘴、隔板、轴封与汽缸和转子相对位置的装配质量，对汽轮机运行的经济性和安全性有很大影响。通流部分的安装分为隔板、轴封套找正和通流部分间隙调整两部分。

隔板、轴封套找正的目的是使隔板静叶片中心对正转子动叶片中心，并使隔板、汽封套在汽缸内的间隙均匀、准确，隔板的中分面与汽缸中分面平行。找正方法一般采用拉钢丝或用假轴找正。根据测得的中心数据，变更隔板、隔板套、轴封套下的挂耳垫片厚度或销钉位置，调整其位置达到设计要求。

通流部分间隙包括每级动、静叶片，隔板汽封，端部轴封的轴向、径向间隙，以及叶片覆环的阻汽片、铆钉头间隙。间隙测定时应将转子置于工作位置，为消除叶轮轮体加工误差的影响，每个测点都要从转子两侧的两个位置（初始位置和旋转 90°后的位置）进行测量。测量工具用塞尺或塞块，对径向上下侧间隙用贴橡皮胶布或压铅丝的方法检查。轴向间隙调整可改变联轴器间垫片厚度、推力轴承或其轴承套的位置以移动转子的轴向位置，或调整隔板的轴向销钉尺寸来移动隔板位置。径向间隙调整可改变汽封环下垫块厚度［见图 4（a）］，修刮汽封环在洼窝中承力部位［见图 4（b）］，必要时汽封梳齿可用装在镗杆或假轴上的专用刀架进行车削。

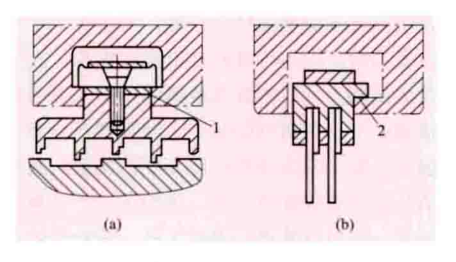


图 4 汽封径向间隙调整示意图

（a）改变汽封环下垫块厚度；（b）修刮汽封环承力部位

1—汽封环调整垫块；2—汽封环承力部位

汽缸扣盖　是上下汽缸的最终闭合工作，也是汽轮机本体安装的最后一道主要工序。若汽缸内部零件稍有松动或在汽缸内部留有异物，在高速运转时产生的后果会很严重，因此在汽缸扣盖前应进行严格检查，以确认汽缸内部安装质量和清洁程度。

汽缸螺栓热紧　低压缸的蒸汽参数低，螺栓小，紧固低压缸螺栓要从汽缸中部开始，左右对称分几次均匀紧固。高、中压缸的螺栓在高温应力作用下会产生应力松弛，汽缸螺栓要采用热紧，以施加一定的初紧力。一般分两次进行：第一次用 500～1000N・m 的力矩，将汽缸水平接合面的螺栓冷态拧紧，消除汽缸自重引起的结合面间隙，使热紧有一个较准确的起点；第二次用专用工具加热螺栓或拉伸螺栓，待螺栓伸长后用标准长度的扳手，将螺帽旋紧或旋转一个规定长度的弧。

现代火电厂的蒸汽参数已提高到超临界压力（初压大于 22.115MPa），即使采用双层缸设计，其内缸承受的压差也要超过 12MPa，在这种情况下，有些制造厂把内层缸设计成筒形结构，取消了中分面，也有的制造厂设计的内层缸虽有中分面，但不用法兰连接，而是采用几道合金钢环把两半汽缸箍在一起。设备在制造厂内总装，试车后整体出厂。为防止运输过程中转子与汽缸相对位置变动，出厂前在汽缸前后两端装有运输环，将转子和汽缸相对固定定位。设备到现场后检查转子外露端与汽缸的轴向、径向相对位置与制造厂装配记录是否相符。安装时不做现场装配，只将设备整体就位找正即可。找正联轴器中心分两个步骤：第一步不盘动转子，用塞尺及其他附件测量使同心度和平行度基本调到要求范围内；待顶轴油系统具备使用条件后，盘动转子进行第二步找正。

油系统安装　要求清洁和严密不漏。如果油质不洁或供油不畅，会使轴承损坏、调节系统卡涩，造成事故。油系统漏油可能着火，后果十分严重。安装工序有清理、安装和冲洗。

清理　油箱体及冷油器壳体根据到货情况采用机械方法清理或溶剂清洗。冷油器、滤油器、油泵及阀门等设备用溶剂清洗。管道不采用喷砂清洗，而用机械清理或化学清洗。用机械清理时，配用蒸汽吹扫数次使管子骤热骤冷，将管内剩余附着物剥落。化学清洗采用单件浸泡酸洗，或将管件串联进行循环酸洗。不锈钢管道清理一般用压缩空气吹扫即可。

安装　要求无渗漏。应按照设计要求进行，尽量减少法兰的应用。焊接需用氩弧焊打底、电焊盖面或全氩弧焊。为防止焊缝根部氧化，焊接时管内充氩气或氮氢混合气体保护。在靠近高温部件处的法兰或容易漏油的连接件处，应用防爆油箱或防爆罩隔绝。安装后应进行密封性检查。

冲洗　汽轮机本体安装完毕后对油系统进行油循环冲洗，清理残留杂物，同时检查油系统的严密性。油冲洗可分为两个阶段：第一阶段是对润滑油路和调节油路分段冲洗，第二阶段是全系统循环冲洗。

第一阶段油循环可用汽轮机供油泵进行，冲洗时可配以锤击管道、油温变化、通压缩空气搅拌油流等措施来提高冲洗效果。冲洗过程中根据油质脏污情况对油箱进行清扫。油循环可以使用油系统的交、直流油泵同时运行，或将整个油系统分成几个回路单独冲洗；或在冲洗系统中增设一台大流量油泵，与大流量油泵串联精过滤器以提高冲洗效率。第一阶段冲洗到油质合格后，应清理油箱，检查轴瓦清洁情况。

第一阶段冲洗结束后进行第二阶段油冲洗，到再次取油样试验合格后，油系统才允许投入运行。

调节系统安装　调节系统是控制汽轮机旋转速度和输出功率（有时也包括抽汽压力）以维持机组正常运行的设备，普遍应用数字电液控制系统。调节系统的安装有检查和组装

两个内容。

检查　对制造厂整体供货的设备一般已在厂内做过装配和试验，只需要做好清理工作，对机械超速装置及铰接较多的连杆、杠杆等需检查铰接点及各部位间隙和润滑情况。对各油动机需检查其行程。

组装　调整各滑阀、活塞、调节喷嘴、杠（连）杆位置及其工作行程、行程自由度。对各滑动部件进行全行程试动作。对各部件按照图纸要求进行组装，注意各密封件的完好。

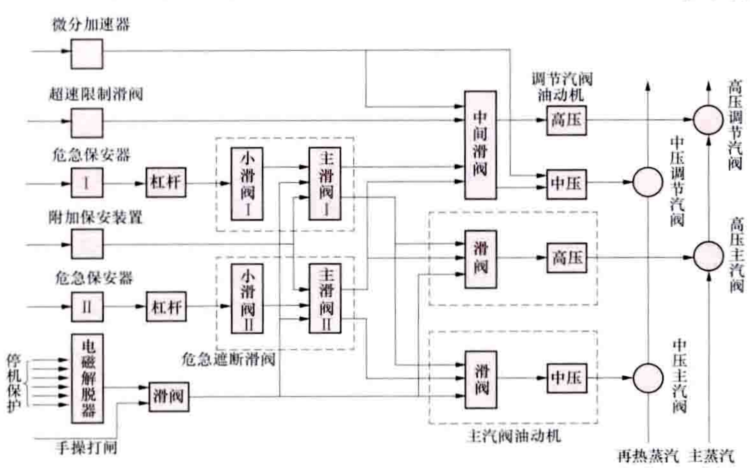
调节系统安装后，汽轮机试转前应在汽轮机静止状态下做调节系统整定试验，确保各部套静态参数符合要求。在汽轮机投入运转后应做汽轮机调节系统静态转性试验，进一步检验安装质量和调节系统性能。

qilunji baoan xitong

汽轮机保安系统　(steam turbine protection system)

为防止汽轮发电机组本身或电网的故障危及机组安全的而设置的设施组合。为保证汽轮发电机组安全运行，除要求汽轮机调节系统动作可靠外，还应设有必要的保安系统，以便在事故或异常工况下及时动作，防止设备损坏和扩大事故。保安系统具有参数超限报警、限制转速过度飞升、限制汽轮机负荷以及强制停机等功能，还可纳入 DEH 系统或与数据采集系统（DAS）组成监控系统，对保护的内容实现自动监测、打印报警、事故预测和记忆等。

图示为保安系统结构图，由超速保护、机组运行参数超



保安系统结构图

限保护和手动停机装置三部分组成。①超速保护，当转速超过额定转速的 9%～11%时，危急保安器动作；当转速比额定转速高 12%～14%时，附加保安装置动作，均关闭高中压主汽阀和调节汽阀而停机。当机组外部故障甩负荷时超速限制滑阀动作，当转子加速度达到一定值时微分加速器动作，此时均瞬时关闭高中压调节汽阀而不停机，之后由调节系统控制机组空负荷运行。②机组运行参数超限保护，当机组真空、轴向位移、油压等运行参数，任一控制量达到报警值时报警，当达到限值时电磁解脱器动作，关闭高中压主汽阀和调节汽阀而停机。③手动停机装置，在机组各种异常工况下，按运行规程要求停机而保护装置未动作时，可实施紧急手动停机。

qilunji baohu

汽轮机保护　(steam turbine protection)

见汽轮机保安系统。

qilunji benti

汽轮机本体　(steam turbine body)

汽轮机机体本身，主要由静子和转子两大部分组成。汽轮机本体与回热加热系统（包括抽汽、给水、凝结水及疏水系统等）、调节保安系统、油系统以及其他辅助设备共同组成汽轮机组。

构成　静子部分主要包括汽缸、隔板、隔板套（反动式汽轮机为静叶环、静叶环套）、主汽阀、调节阀、进汽部分（高压、中压进汽管、蒸汽室、喷嘴组、低压进汽部分）、排汽缸、轴封环、支持轴承、推力轴承、轴承座及滑销系统。汽缸一般分高压缸、中压缸和低压缸（见汽轮机汽缸）。

转子部分主要包括主轴、叶轮、动叶栅、平衡盘、联轴器、盘车齿轮、调速器、危急保安器、主油泵等。转子按其制造方法可分为整锻转子、套装转子、焊接转子等。（见汽轮机转子）

进汽调节方式　根据汽轮机在电网中承担的负荷类型（基本负荷和尖峰负荷等）和运行方式，设计不同的进汽调节方式，其中包括节流调节、喷嘴调节、复合调节。（见进汽调节方式）

轴承　每个汽缸中有一根转子，每根转子由两个或一个轴承支承，称为双轴承结构或单轴承结构，转子之间由联轴器连接。各转子的推力则通过平衡盘由推力轴承承受，以防止转子窜动。

支承与热膨胀　汽轮机本体动、静部分的间隙很小，要求在汽轮机起动、停机和正常运行时不因各部件温度不同产生膨胀差而引起动、静碰磨。汽轮机本体结构中设置了合理的滑销系统和支承结构，以保证各部件受热后能定向自由膨胀，保持动、静部分的同心度以及轴向和径向之间有足够的间隙。

为保持转子和静子的同心度，高、中压缸通常采用猫爪结构。有不少汽轮机的双层缸还采用外上缸猫爪支持在轴承座上的“中分面支承”，此时内下缸吊在内上缸下，内上缸支持在外下缸上，外下缸又吊在外上缸下，这样能保持汽缸中分面随轴承座的膨胀而上下移动，较好地保证转子与静子中心一致，不易引发动、静部分径向碰磨。

凝汽器与低压缸连接处也要考虑低压缸排汽口与凝汽器的热胀冷缩问题，一般采用伸缩节连接，或用弹簧支承凝汽器。

qilunji benti shushui xitong

汽轮机本体疏水系统　(drainage system of steam turbine)

排除汽轮机内积水和防止汽轮机进水的系统。汽轮机内积水和进水有三处来源：一是在汽轮机起动时，高温蒸汽遇到低温蒸汽管道和汽轮机部件，会形成大量冷凝水；二是汽轮机运行时，处于湿蒸汽区工作的各压力级，随

蒸汽湿度逐级增大，会产生较大水滴；三是系统或设备的不正常积水，通过与汽缸连接的管道进入汽轮机。因此，必须设置疏水系统及时排出汽轮机内的积水和水滴，并采取措施防止外部的水进入汽轮机，保证汽轮机的安全运行。

机内积水或机外存水侵入是大型汽轮机强迫停机的主要原因之一。它所造成的主要危害有：①动静部分摩擦；②推力轴承损坏；③叶片损坏；④严重的热应力，使较厚的部件引起低周疲劳损坏；⑤使隔板、阀门、汽缸和转子产生永久变形。

疏水点的布置　为防止汽轮机内积水、进水和水滴的危害，必须在恰当的部位设置疏水点：①主汽阀、蒸汽室、调节汽阀和汽缸内的冷凝水，从各自底部设置的疏水孔，由管道引出；②机内处于湿蒸汽区的隔板上设集水槽，收集动叶甩出的水滴，并将其排入凝汽器。此外，为防止系统及设备不正常积水通过与汽轮机本体直接连通的管道进入汽轮机，应在这些管道的最低处设疏水孔；并在与汽缸连接的各抽汽管道隔离阀前后设疏水点及隔离阀前或后设自动保护装置，防止因加热器、除氧器满水引起水侵入汽轮机内。

进水监测　一种简单易行的监测进水部位的方法是在汽轮机外缸有蒸汽进入或排出的若干断面上，如第一级进汽、高压缸排汽（再热汽出口）、再热汽进口、有关抽汽口等处的顶部和底部设置成对的热电偶，监视其温度差。如底部温度陡然大量下降，则表示该处已有水侵入。虽然这是事后的指示，但如能及时切断水源和消除缸内积水，仍可避免设备的严重损伤。

设计要求　疏水系统的设计原则是把各处疏水按压力高低分档归类，分别引入相应压力的疏水联箱，再排入疏水扩容器中，为避免不同压力的疏水之间互相干扰，其要点是：①汽轮机疏水不得接入锅炉的疏水扩容器；②汽轮机本体疏水不得与主蒸汽或再热蒸汽管道的疏水接入同一疏水联箱；③疏水膨胀箱和疏水联箱应有足够的排放能力，膨胀箱的汽侧应与凝汽器的喉部相通；④疏水管道朝疏水点方向连续倾斜；⑤连接到凝汽器壳体上的疏水管和联箱，应处于热井最高水位以上；⑥疏水管路必须防冻；⑦疏水管除了动力操纵阀以外的其他隔离阀应采用锁开式；⑧疏水管道要有足够大的截面积，保证最小压差条件下能通过最大可能疏水量；⑨连续疏水节流孔应设置在可以经常清理的地方，且不易为杂物堵塞；⑩汽轮机和抽汽管道的疏水阀应是动力操作的，这些阀门在汽轮机跳闸时自动打开，并能在控制室远方操作；⑪疏水器（能顺利排出冷凝水而不使蒸汽排出的装置）与自动操作疏水阀并联使用；⑫疏水管可以分别通到连接管上或安装在凝汽器壳体上的疏水联箱上；⑬给水加热器、射汽抽气器、汽封蒸汽冷却器来的连续疏水，不允许与汽轮机的本体疏水或热力系统管道疏水排入同一疏水联箱；⑭疏水管是否堵塞可由温度测量探知。

qilunji chaosu shiyan

汽轮机超速试验

(over speed test for steam turbine)

用提升转速的方法进行危急保安器动作转速的测定与调整工作，又称汽轮机提升转速试验。危急保安器是防止汽轮机严重超速的重要保护部件，要求工作可靠、动作准确。机组起动之后整定危急保安器动作转速，运行中应定期进行试验，检查动作情况及活动飞锤（飞环）以防卡涩拒动。

试验的时间（周期）　危急保安器在解体或调整后、运行2000h后、甩负荷试验前以及停机1个月后再起动时，均应进行提升转速试验。汽轮机如有不需要提升转速也能试验危急保安器动作的装置，每运行2000h后可利用该装置进行危急保安器活动试验（又称充油试验），但运行6～12个月必须进行1次提升转速试验。

试验标准　危急保安器动作转速为额定转速的110%±1%。提升转速试验每只危急保安器一般进行2次，2次动作转速差不应超过0.6%。新机组可进行3次，第3次的动作转速与前2次动作转速平均值之差应小于1%。危急保安器动作后，其复位转速应大于额定转速。试验结果若不符合上述要求，应寻找原因，重新整定。

试验方法和要求　超速试验在机组与电网解列空负荷下进行。试验前应进行手动脱扣试验，并确认调节系统工作正常后方可进行超速试验。机组各轴承振动值应在规定范围内。大型机组冷态起动时，应先带25%～30%额定负荷连续运行3～4h后，再减负荷到零与电网解列进行超速试验。新机组起动或危急保安器解体或调整后，应先做危急保安器充油试验，确定工作正常后，再按要求进行超速试验。危急保安器未曾解体或调整，试验前可不做充油试验，以防影响危急保安器正确动作。试验时要求平稳升速，在高转速下不得久留。升速率一般要求每秒为额定转速的0.2%。危急保安器动作跳闸后，当转速接近或低于额定转速时机组方可重新挂闸。在试验过程中，机组出现各种异常现象或转速达到危急保安器动作值而危急保安器仍未动作时，应立即手动脱扣。

qilunji dingqi yunxing shiyan

汽轮机定期运行试验

(periodic operation test for steam turbine)　与汽轮机安全紧密相关而运行中又长期不动作或处于备用状态的设备，为使其经常保持良好状态，在各种运行工况下均能动作或指示，而定期进行的试验和检查工作。内容主要有汽阀活动试验、汽阀严密性试验、危急保安器试验、抽汽止回阀关闭试验、备用事故油泵起动试验、油系统检查、真空系统严密性试验和其他保护装置试验。

汽阀活动试验　为保证高、中压主汽阀和调节汽阀动作灵活无卡涩，要求每天旋转主汽阀控制手轮若干圈，检查动作情况，确保良好备用。经常带固定负荷的汽轮机应每天（或每周）对负荷做较大范围的变化，以活动调节汽阀阀杆。在有左右两只主汽阀的情况下，每周进行一次主汽阀、调节汽阀全行程关闭的操作。

汽阀严密性试验　为避免机组在突然甩负荷或紧急停机后转速过度飞升，要求每年应检查一次主汽阀和调节汽阀的严密性。具体要求是，在额定蒸汽参数空负荷运行时，如果主汽阀（或调节汽阀）单独迅速关闭，而调节汽阀（或主汽阀）全开，转子应按正常惰走曲线降速，最后稳定转速应低于1000r/min。

危急保安器试验　见危急保安器、汽轮机超速试验。

抽汽止回阀关闭试验　对强制关闭的抽汽止回阀，应每月进行一次关闭试验。对调整抽汽止回阀的检查和调整以及抽汽安全阀的校验，每半年至少进行一次，以防卡涩拒动。

备用事故油泵及其自起动装置的试验　每月应进行两次，以防在停机过程中启动不起来而断油烧瓦。

油系统检查　每天应进行油箱油位计的试验，检查动作

指示是否正常，以保证油系统工作正常。经常检查油质及定期排放油箱底部积水，防止调节、保安系统部件锈蚀卡涩。

真空系统严密性试验　每月进行一次。在80%或以上的额定负荷下稳定运行，在5～8min内，真空下降速度平均应不大于267～400Pa，以保证机组安全经济运行。

其他保护装置试验　每半年或一年进行一次低真空跳闸试验，每季度进行一次低压缸排汽喷水电磁阀动作试验等。

qilunji ji

汽轮机级

(steam turbine stage)　汽轮机的基本做功单元，通常为由一列静叶栅（喷嘴）和一列动叶栅所组成的通流部分（见汽轮机通流部分）。一定压力和温度的蒸汽流经汽轮机级时，产生轮周向推力带动叶轮旋转而对外输出机械功。按照蒸汽流通过级的总的流动方向不同，汽轮机级分为轴流式和辐流式两种。绝大多数汽轮机都采用轴流式级。

轴流式级　蒸汽基本上沿轴向流动。按照蒸汽在级内能量转换的不同情况，分为纯冲动级、反动级、带反动度的冲动级和速度级等。图1给出了几种典型轴流式级的结构和工作原理示意图。

纯冲动级　蒸汽仅在静叶栅中膨胀加速，在动叶栅中不再进行膨胀，只随汽道形状改变其流动方向。级所做的机械功等于汽流在动叶栅中动能的变化量［图1（a）］。

反动级　蒸汽在动叶栅内部不仅改变流动方向，并膨胀加速，流出汽道时对动叶栅附加一个与汽流方向相反的反作用力。蒸汽在动叶栅中的等熵焓降与级的等熵焓降之比称为反动度。反动级通常取反动度为0.5左右，即全级中的蒸汽焓降大致平均分配到静叶栅和动叶栅中。反动级的静叶和动叶的几何形状基本相同［图1（d）］。

带反动度的冲动级　由于纯冲动级流动效率较低，通常应用的冲动级均为带反动度的冲动级，使蒸汽膨胀加速的大部分在静叶栅中实现，小部分在动叶栅中实现，以提高级的流动效率［图1（b）］。其反动度通常取0.05～0.20，短叶片取小值以使叶型底部不发生侧流吸汽。

图1　轴流式级示意图

（a）纯冲动级；（b）带反动度的冲动级；（c）速度级；（d）反动级

速度级　冲动级焓降比较大，为了充分使用蒸汽流出动叶栅后的余速，可在喷嘴（静叶栅）之后配置二列（甚至三列）动叶栅，在二列动叶栅之间装置一列固定的导向叶栅以改变汽流方向，使与下列动叶栅进汽方向相符，这样构成的级称速度级。常见为两列动叶栅的速度级，又称柯蒂斯级，或称复速级［图1（c）］。这种级可承担较大的焓降和具有较大的功率，但效率较低。给水泵汽轮机常采用它作为调节级，以减少级数，简化整体结构。用于拖动水泵、油泵、风机的单级汽轮机也多采用复速级。现代大型汽轮机，为求得较高效率，即使在要求有较大焓降的调节级中也已很少使用。

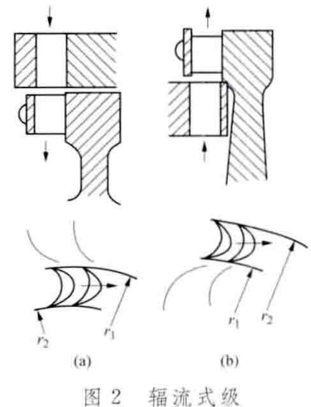


图2　辐流式级

（a）向心辐流式级；（b）离心辐流式级

辐流式级　蒸汽基本上沿径（辐）向流动。分向心式和离心式两种形式。其通流部分简单结构见图2。相同条件下，向心式做功能力比离心式大，较大功率的辐流式级多采用向心式。

辐流式级没有喷嘴（静叶栅），两列叶栅均为动叶栅，分别安装在两个反向旋转的转盘上。内排动叶栅除了本身做功外，同时还对外排动叶栅起到喷嘴作用。

qilunji jineisunshi

汽轮机级内损失

(steam turbine stage losses)

蒸汽在汽轮机级内流动产生的能量损失，包括叶栅损失、余速损失、叶轮摩擦损失、鼓风损失、弧端损失、漏汽损失、湿汽损失等。

叶栅损失　包括型面损失和端部损失。前者有叶片型面上的摩擦、涡流、尾迹和冲波等现象引起的能量损失，后者有叶栅汽道上下两个端面附面层中的摩擦和二次流引起的能量损失。

叶栅中的各项损失可由叶栅风洞试验确定，可用速度系数、能量损失系数或叶栅中总压力损失系数来表示损失大小。影响叶栅损失的重要因素是型线、型面光滑度、叶片高度、相对栅距、安装角、汽流角、冲角和马赫数。

速度系数是实际速度与理想速度之比。现代汽轮机的静叶栅速度系数φ可达0.95～0.98。动叶栅速度系数ψ为0.90～0.97。ψ值与级的反动度有一定关系。反动度越小，ψ值也越小。在冲动级中选用适当的反动度，可减少动叶栅中的损失。当反动度等于50%时$\psi=\varphi$。

余速损失　蒸汽从动叶出口流出时尚有一定的速度，其动能不能再利用时所造成的损失。在多级汽轮机中，前一级余速可被下一级全部或部分利用，以余速利用系数μ来表示，一般$\mu=0$～1。若前后二级的平均直径无阶跃性变化，μ值可

达 0.8～1；级后有抽汽口的级，$\mu=0.5$；末级的余速是无法再利用的。各级余速的利用提高了汽轮机的内效率。

叶轮摩擦损失　叶轮转动时，与其周围的蒸汽产生摩擦，并带动这部分蒸汽运动所消耗的一部分有用功。摩擦损失通常由实验确定，并可用斯托多拉（Stodola）经验公式［式（1）］估算，即

$$\Delta N=K_1\left(\frac{u}{100}\right)^3 d^2\ \frac{1}{v}，\ \mathrm{kW} \tag{1}$$

式中 u 为圆周速度，m/s；d 为级平均直径，m；v 为汽室中蒸汽比体积，m^3/kg；K_1 为系数，一般为 1.02～1.3。

因叶轮摩擦损失与蒸汽比体积成反比，汽轮机高压各级比体积小，该项损失较大，低压各级比体积很大，该项损失可忽略不计。

鼓风损失　在部分进汽级中，由于动叶栅在不进汽部分中运动时发生的风扇作用所消耗掉的一部分有用功。

鼓风损失可由式（2）估算，即

$$\Delta N=K_2\ (1-e)\ dl^{1.5}\left(\frac{u}{100}\right)^3\ \frac{1}{v}，\ \mathrm{kW} \tag{2}$$

式中 K_2 为系数，一般取 0.4；e 为部分进汽度；l 为动叶高度。若将不进汽弧段处的动叶片用护罩包住，可使鼓风区域缩小，减少鼓风损失。

弧端损失　又称斥汽损失。在部分进汽级中，当动叶栅进入进汽弧段时汽流排斥和加速呆滞在汽道中的蒸汽造成的损失，以及在进汽弧段两端汽流因周向流动所消耗的能量损失之和。

弧端损失由式（3）估算，即

$$\Delta h=1.1\,\frac{Bl}{A}x_a\eta_u m\Delta h_t \tag{3}$$

式中 B、l 为动叶片宽度及高度，m；A 为喷嘴出口面积，m^2；m 为喷嘴组数（当 $e=1$ 时 $m=0$）；η_u为轮周效率；Δh_t为级的理想焓降。

漏汽损失　蒸汽通过转子与静子部件之间的间隙产生漏汽而引起的损失，分为隔板漏汽损失，叶顶及叶根漏汽损失等。

湿汽损失　汽轮机级在湿蒸汽区工作产生的附加损失，包括过饱和损失、汽流阻力损失、制动损失和疏水损失。湿蒸汽在叶栅中膨胀加速时，一部分蒸汽凝结成水滴，使做功蒸汽减少；水滴小于汽流流速，对高速汽流形成摩擦阻力；动叶片圆周速度较大，水滴撞击在叶片进口边背面上，对叶轮产生制动作用；疏水排出级外所造成的流量损失等。这些损失不能直接准确计算，可由式（4）估算，即

$$\Delta h_x=\ (1-x_m)\ \Delta h_0 \tag{4}$$

式中 x_m 为级前后平均蒸汽干度，Δh_0 为级的有效焓降。凝汽式汽轮机的排汽湿度应控制在 12%～14%以下，排汽湿度大于 14%后湿汽损失将急剧增加。

qilunji jianshi yibiao

汽轮机监视仪表　（turbine supervisory instruments，TSI）　连续测量汽轮机的转速、振动、膨胀、位移等机械参数，并将测量结果送入控制系统、保护系统等用作控制变量及运行人员监视的自动化系统，也称为汽轮机监视仪表系统（turbine supervisory instruments system，TSI）。汽轮机监视仪表是汽轮机的重要组成部分，作用是对运行中汽轮机的重要参数进行有效而准确的监视，并将测量信号送至二次仪表和数据采集系统，以供实时显示和打印记录，以及历史数据积累和运行状态分析，参数越限时，还可以发出信号供报警和动作保护系统。

汽轮机本体监视项目　对汽轮机本体机械参数的监视（见机械量检测）项目有：轴承振动和轴振动、轴向位移、轴挠度、汽缸热膨胀、转子与汽缸的热膨胀差、转速、零转速、相位等。

轴承振动和轴振动　汽轮发电机组的振动监测分为：①轴的绝对振动；②轴承座的绝对振动；③轴相对于轴承座的振动。其中，轴与轴承座相对振动的测量一般采用安装在轴承座上的趋近式传感器；轴承座绝对振动的测量一般是在轴承座的垂直或水平方向上安装速度传感器（速度信号对时间积分得到位移）或加速度传感器；而轴的绝对振动的测量可以选择接触式轴传感器或复合传感器。复合传感器是一个位移趋近式探头与一个速度探头的组合。它们安装在一起，共同以轴承座为参考点。趋近式探头测量相对振动而速度探头测量轴承座的绝对振动，速度信号首先被积分为位移量，然后被加（瞬时时间）到轴的相对位移上。接触式轴传感器仅提供轴的绝对振动信号，而复合式探头不仅提供轴的绝对振动信号，还提供轴承座的绝对振动信号和轴对轴承座的相对振动信号。振动信号通过振动传感器和积分放大器，转换成与振幅的峰-峰值成正比的输出信号，作为振动值的监视、报警和保护信号。［见轴（承）振动监视器］

轴向位移　对旋转轴的位移做非接触监测，以保证不发生汽轮机转子和定子之间的轴向摩擦。传感器输出信号随探头与被测体（即推力轴承）的位移距离而变化。该信号超过一定限值时，将报警并动作停机保护。一般有两个位移探头，只有当两个位移信号都被确认超限时才动作。（见轴向位移监视器）

轴挠度　一般采用涡流传感器测量汽轮机主轴弯曲时轴的挠度（偏心度），其峰-峰值做监视用。偏心度过大主要是由于轴的上下温度不均匀，一般通过增加盘车时间来消除。（见转子偏心度监视器）

汽缸热膨胀　连续测量汽缸相对于基础的热膨胀。一般采用电涡流传感器或差动式传感器（LVDT）进行监测。为了检测由于汽缸滑动表面卡住和不均匀膨胀可能产生的“偏斜”，应该在汽轮机两侧测量汽缸的热膨胀。

转子与汽缸的热膨胀差　对于大型汽轮机，在起动或停机过程中，要求其转子和汽缸以同样的速率膨胀。如果膨胀速率不同，可能引起轴向摩擦及汽轮机的损坏。通常利用趋近式传感器来测量该膨胀差。

转速　大型汽轮机的转速信号是最重要的监测项目之一，以非接触方式测量铁磁性机械转动频率（转速），作为汽轮机转速监视信号。

零转速　应用与汽轮机转速同样的测量方式测量零转速，确认转子处于静止状态，其输出接点用来投运盘车装置。

相位　采用普通趋近式传感器，每转产生一次脉冲电压。键相脉冲提供了一个汽轮发电机组监视数据的参考坐标，是速度、相角、频率测量和所有数据采集的参考和时基，尤其对于诊断和校正汽轮发电机组的故障是非常重要的。信号经整形作为相位的基准信号，接至分析仪或示波器供振动试验分析用。

汽轮机组本体的检测还包括推力轴瓦金属温度，缸体、法兰螺栓等金属温度，发电机定子和绕组温度，轴承金属温度和润滑油温度等，均应在机组设计制造时一并考虑配备。

故障分析和专家决策系统 对于大型汽轮机，一般都配置汽轮机数据采集和故障分析计算机系统，利用专门的汽轮机故障分析软件和专家决策软件，对采集到的参数进行分析和判断。

汽轮机故障分析软件 通过实时、自动、连续地采集和存储汽轮发电机轴系的振动振幅、相位等数据，提供给操作员和工程师一个实时的轴系运行档案，包括表征轴系是否正常运转的可接受区域图，以及轴系的轴心轨迹图、频谱图、波德图、级联图等多种形式的分析画面和数据，用以支持轴系的早期故障诊断和预测维修。

专家决策软件 实时的专家系统包括专门用于汽轮机故障分析的知识库和相应的推理逻辑软件。它可以根据汽轮机监视仪表采集到的数据来检查汽轮机的运行状态，并根据知识库软件中存储的经验数据对设备进行自动的故障诊断和机械信息管理，最后给出带有严重程度的故障结果和推荐的改正措施。

qilunji jianxiu

汽轮机检修

(overhaul of steam turbine) 通过检查和修理，恢复或改善汽轮机组原有性能的工作。汽轮机因故障或非计划停机造成的发电损失和用于直接修理、更换部件的代价是昂贵的，所以在连续运行一定时间后，必须进行计划性检修，以保证在两次检修间隔期内能持续可靠运行。汽轮机检修的范围除本体外，还包括其所属主、辅设备，汽水系统的管道、阀门，热工控制设备和电气设备等。重点检查由于高速旋转产生的部件磨损、松动和热疲劳及机械疲劳裂纹，检查叶片结垢和阀门等泄漏，检查和恢复调节保安装置的特性等。

检修的性质、项目和周期 受设备的类型、制造的技术水平、制造和安装的质量水平、运行管理水平及附属系统和外围系统设备状况的等条件限制，从实际出发，把状态检修、定期检修等模式结合优化，科学制订检修的间隔期和检修项目。如经过状态监测，设备确实不存在潜在而有威胁安全运行的缺陷，且全面处于良好运行状态，则可考虑延长检修间隔。一般依据检修性质将检修分为 A、B、C、D 四级。

A 级检修 对发电机组进行全面的解体检查和修理，以保持、恢复或提高设备性能。一般情况下，A 级检修都必须揭开汽缸，各主要部件或部套必须解体检查。同时还应根据以下原则考虑增加项目：①检查部件的高温蠕变情况，必要时修理和更换，如汽缸、转轴、紧固螺栓等；②进行恢复汽轮机热效率的工作；③进行有关提高设备可靠性和效率的改进；④对延长设备寿命的部件重点进行整修；⑤解体后发现的重大缺陷等。

B 级检修 针对机组某些设备存在的问题，对机组部分设备进行解体检查和修理。B 级检修可根据机组设备状态评估结果，有针对性地实施部分 A 级检修项目或定期滚动检修项目。

C 级检修 根据设备的磨损、老化规律，有重点地对机组进行检查、评估、修理、清扫。C 级检修可进行少量零件的更换、设备的消缺、调整、预防性试验等作业，以及实施部分 A 级检修项目或定期滚动检修项目。

D 级检修 机组总体运行状况良好，对主要设备的附属系统和设备进行消缺。D 级检修除进行附属系统和设备的消缺外，还可根据设备状态的评估结果，安排部分 C 级检修项目。

检修分项 一般按汽缸、转子、轴承、盘车装置、调速系统、油系统、汽水管阀、辅机设备等划分。

汽缸检修 主要检查汽缸、喷嘴、隔板、静叶是否有裂纹和变形；汽缸中分面是否有漏汽痕迹；汽缸螺栓的机械性能是否合格；汽缸的滑销系统有无损坏；轴封、汽封是否完好。

转子检修 主要检查动叶片有无结垢、腐蚀、气蚀、松动、裂纹等；对末级和次末级叶片进行频率测试；测量轴颈处的仰度、晃度和椭圆度；测量转子的弯曲度和叶轮、联轴器、推力盘的瓢偏度；测量和调整转子相对汽缸的洼窝中心；校正转子对轮中心；测量和调整动静间隙。如果转子经过较大的检修工作，比如换叶片和换叶轮等，则必须进行转子高速动平衡。

轴承检修 主要检查支持轴承和推力轴承有无磨损；接触角和接触面是否良好；乌金有无脱胎和裂纹现象；瓦枕球面和垫铁接触面是否良好；轴承的各部间隙和紧力是否符合标准；检查轴承座和台板的滑板、滑销接触是否良好；紧固螺栓紧力是否足够；轴承油挡有无磨损和漏油。

盘车装置检修 检查和测量齿轮的磨损、间隙和接触情况；检查轴承是否良好；润滑系统是否畅通；检查盘车箱有无裂纹。

调速系统检修 清洗、测量、检查和调整各调速部件，使调速系统的静态特性和所有保护及试验装置动作准确，满足要求。危急保安器必须定期校验，一般每年一次；调速汽阀严密性试验必须合格。

油系统检修 各冷油器要进行清洗和打压；各油箱要清擦干净，重新进油要通过滤油机或净油器，必要时整个油系统要进行油循环，直到油质达到标准；各油泵做低油压自起动试验；通过压力调节阀把油压调到规定值。

汽水管阀系统检修 检查阀门是否漏汽，安全阀检修后还要做动作压力试验，以确保安全阀动作准确；检查管道及支吊架是否良好；要按计划抽查主要管道的焊缝和弯头处管子的壁厚，检查是否有裂纹和减薄。

辅机检修 ①检查凝结水泵、给水泵、循环水泵等是否有磨损和内漏，首级叶轮是否有气蚀，各轴承是否良好；测量和调整动静轴向和径向间隙，以恢复泵的出力和效率。②除氧器和加热器都属于压力容器，因此要根据压力容器的检查规范对其进行焊缝抽查；校准加热器的水位调节装置，保证不无水运行和高水位运行，否则对安全运行和经济运行不利；特别要注意校验压力容器的安全阀。③凝汽器要检查水侧管板的腐蚀情况，检查汽侧隔板、撑筋等是否完好；凝汽器汽侧要灌水进行管子检漏；正常和紧急补水装置检查应良好。

检修准备 根据批准的年度检修计划和检修种类，应提前数月或半年着手准备。

汇总和确定项目 各类检修都要制定相应的标准项目。标准项目就是按汽轮机的结构划分成若干部分，分别对其进行不同深度和广度的检查和修理。另外，应根据需要补充非标准项目：①根据诊断设备提供的资料和运行数据的变化进行运行分析，判断汽轮机内在的运行质量有何变化，确定重点监视对象，据以提出重点检查或检修的项目。②根据运行中累积的缺陷性质，纳入检修项目。③确定的反事故措施、节能措施和更新改造项目。④各类技术监督项目。⑤确定更换的备品、备件和需要测绘的项目。⑥在停机前后应进行的性能测试及其他试验项目等。

物资准备 根据项目编制所需材料、备品备件清册，落实采购、加工和对外询价、签订合同等工作；同时准备好检修工具、安全用具、施工器具等。

编制检修进度表　大型机组的检修是一个系统工程，从停机前的试验直至检修后并网试运行，任务繁多，各专业之间在开工、试转、试验各方面有密切的联系和制约关系，汽轮机的检修进度必须融入整个机组中。

标准化管理　为保证检修质量，汽轮机检修需要规范化和标准化的管理。检修前要准备的文件包括：检修项目、检修记录卡、检修控制进度、检修工艺标准、特殊检修项目的组织措施、技术措施和安全措施以及检修质量验收卡。需要建立一整套标准检修工艺卡。对每一个标准检修项目，都应制定严密的安全措施、规范的检修步骤、严格的检修工艺标准和技术记录要求，以及质量验收标准等。

外包项目的准备和管理　对于必须外包的检修项目必须实行招议标制度，对承包方提供的各类措施都应审查。在检修过程中要严格监督质量和跟踪进度。

开工管理和人员培训　在检修开始前应向运行部门提出工作票；检修前向检修人员技术交底，组织学习各类技术安全措施，使充分掌握工艺技术要求。

qilunji jinqi bufen

汽轮机进汽部分　(steam turbine admission parts)

蒸汽进入汽轮机的部位和部件，包括高压、中压及低压进汽部分。高压进汽部分包括高压调节阀（亦有高压主汽阀与高压调节阀为一体的结构）、高压进汽管、蒸汽室及喷嘴组。中压进汽部分包括再热主汽阀与再热调节汽阀、中压进汽管及汽室。低压进汽部分包括中压缸排汽、中低压连通管以及低压缸进汽管。

高压进汽部分　随着蒸汽参数的提高，蒸汽与汽缸间的温差增大，为了满足安全运行的要求，通常采取下列措施：蒸汽室与汽缸分离并铰接在基础上，蒸汽室与汽缸之间采用柔性很大的导汽管；为控制导汽管与外缸和内缸连接处的应力，采用特殊的可活动的进汽管连接；喷嘴室与汽缸采用装配式连接，以增强其自由膨胀的可能性，防止汽缸与喷嘴室之间由于膨胀受阻产生过大热应力，导致裂纹等。

采用喷嘴进汽方式的小容量汽轮机将进汽室与喷嘴室单独浇铸，然后与高压缸焊接，调节阀布置在汽缸上（见图1）。这种结构形式布置紧凑，调节汽阀的传动控制集中，从调节汽阀到汽轮机之间的容积小，有利于提高机组调节性能，尤其有利于防止甩负荷后的动态超速。但是这种结构使高压缸结构复杂化，并使汽缸在运行中由于温度不均匀而产生过大的热应力，不能适应大机组运行的要求。

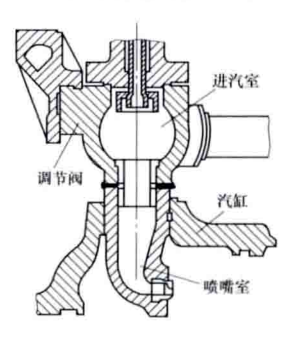


图1　进汽室、喷嘴室与汽缸的焊接连接

高参数大功率汽轮机将喷嘴配汽的蒸汽室及调节汽阀从高压缸缸体上分离出来成为独立的阀体，且与主汽阀合为一体，制造成同样结构和大小的两个或四个阀体，对称布置并固定在汽缸两侧。阀体与汽缸之间用较长的、大曲率半径弯成的导汽管连接，以避免接合部位受到过大的应力（见图2）。

大功率汽轮机采用具有卸载的调节阀；阀门开启时，先将预启阀打开，使阀头作用在阀座上的力卸载，使提升力下降，便于开启。调节阀由油动机与凸轮配汽系统控制其开启闭合，调节阀阀头有球形、盘形、梨形、塞形、V形等形式，应用较广者为盘形。（见配汽机构）

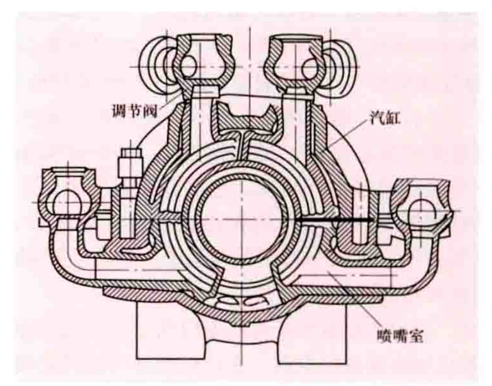


图2　高压进汽部分布置示意图

大功率汽轮机高、中压缸均采用双层缸，进入喷嘴汽室的蒸汽管要穿过外缸、内缸而到达进汽室。内、外缸具有相对膨胀，进汽管不能同时固定在内、外缸上，又不允许有高温高压蒸汽泄漏，因此高压进汽管的连接方式非常重要。图3所示的高压缸进汽管是一个双层套管，外层用压圈通过螺栓与外缸相连；两者之间装有活塞环式汽封环，允许两者相对膨胀，又能将高压蒸汽密封。在内、外套管之间还装有带螺旋圈的遮热筒，以遮挡进汽连接管的辐射热。在螺旋圈上端伸出两根小管及其法兰，作为冷却蒸汽流出或通入加热蒸汽之用。螺旋圈遮热筒下部与内外缸之间空间相连。放大图为汽封环结构图。独立的高压喷嘴组汽室与内缸为装配式，用大螺帽紧固，锥面定位，并有薄壁衬环封焊密封。喷嘴组汽室共有四只，在内缸上采用径向对称布置，以使汽缸受热均匀。

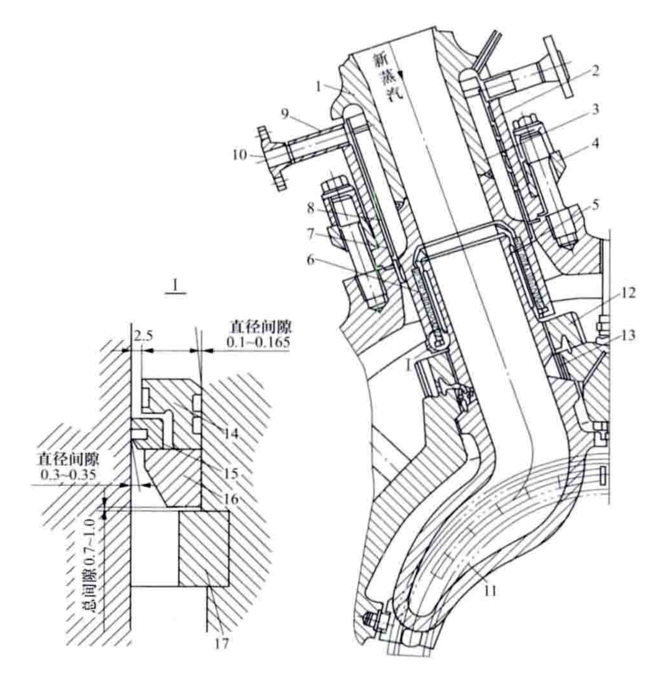


图3　双层缸进汽管（单位：mm）

1—进汽连接管；2—外套管；3—内套管；4—压圈；5—喷嘴进汽管；6—汽封环；7—螺旋圈汽道；8—遮热筒；9—小管；10—小管法兰；11—喷嘴汽室；12—大螺帽；13—衬环；14—外密封环；15—内密封环；16—调整环；17—挡圈

喷嘴组的加工采用专用铣床将内环上喷嘴型线铣出，焊接上外围带形成完整的喷嘴汽道，再精加工成弧形喷嘴组。亦有采用整体电解加工成型的。

采用具有中分面结构的焊接喷嘴叶栅见图 4，这种喷嘴叶栅因为杜绝了蒸汽泄漏所以效率较高，但只能整体更换。

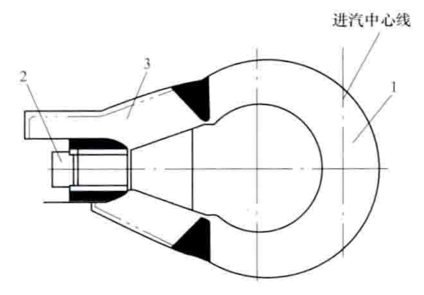


图 4　焊接喷嘴叶栅

1—汽室；2—叶栅；3—喷嘴环

中压进汽部分　大功率汽轮机为中间再热机组，中压进汽部分是从再热器热段通过再热主汽阀与再热调节汽阀，再通过中压进汽管进入中压缸的部分。

中压进汽连接管及汽室见图 5，其结构与高压进汽连接管及汽室相类似，所不同的是中压缸全周进汽的第一级隔板代替了部分进汽的喷嘴室。

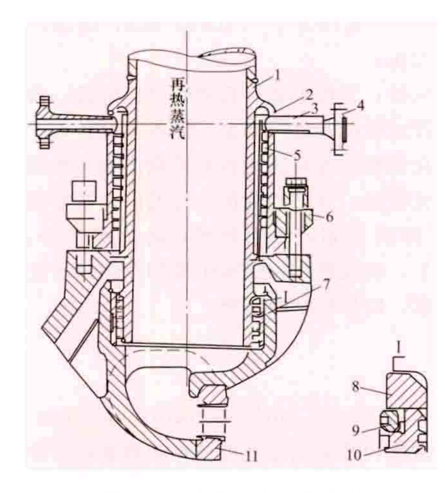


图 5　中压进汽连接管及汽室

1—进汽连接管；2—遮热筒；3—小管；4—小管法兰；5—螺旋圈汽道；6—压圈；7—汽封环；8—调整环；9—外密封环；10—内密封环；11—中压缸第一级隔板

原 ABB 600MW 汽轮机中压缸为分流并采用蜗壳双切向进汽，并且中压第一级设计了径流式静叶，并通过两边轴向分流式动叶，从第二级起为轴流。这种径向静叶充分利用了中压进汽的能量，使中压缸效率得以提高，详见图 6。

低压进汽部分　中压缸排汽至低压缸进汽部分用中低压连通管相连接，如图 7 和图 8 所示。伸缩节可起到调节低压内、外缸膨胀偏差的作用。预拉伸可保证运行时连通管与低压缸进汽管中心线相一致。

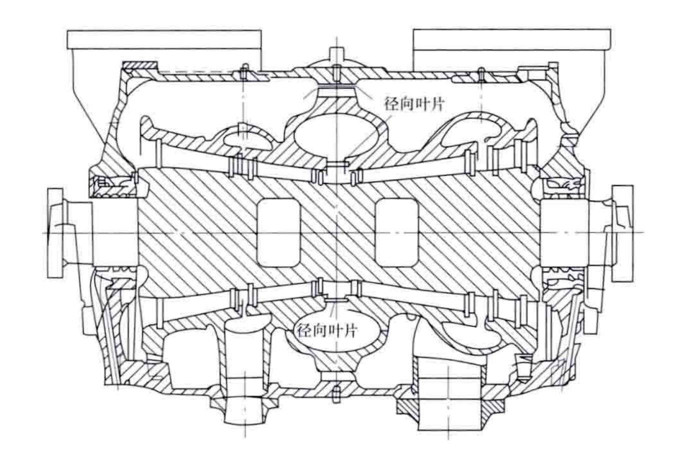


图 6　原 ABB 600MW 汽轮机中压缸进汽结构

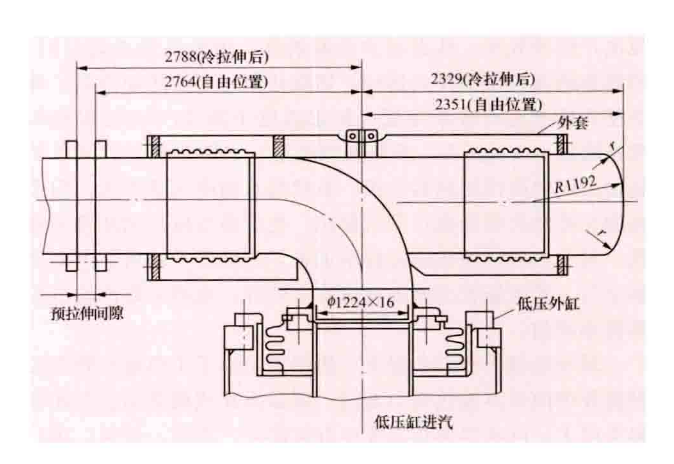


图 7　连通管伸缩节（单位：mm）

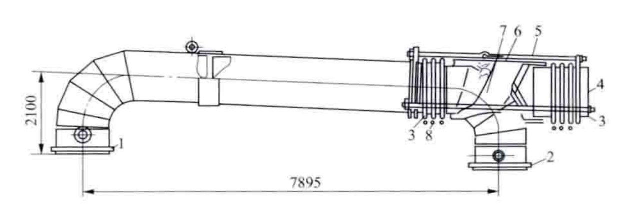


图 8　N200 型汽轮机中低压缸连通管（单位：mm）

1—与中压缸连接法兰；2—与低压缸连接法兰；3—波形管；4—平衡鼓；5—蒸汽连接管；6—拉杆；7—连接圆筒；8—疏水管

qilunji jingji yunxing

汽轮机经济运行

（economic operation of steam turbine）　保持汽轮机设备在最佳工况下工作，以降低热耗率和厂用电率，提高设备运行的经济性，降低发电成本。

影响汽轮机经济运行的因素　主要有：①主蒸汽和再热蒸汽参数；②凝汽器真空和凝结水过冷度；③加热器运行状况；④现场的热损失和汽水损失。

主蒸汽和再热蒸汽参数　在正常运行时，主蒸汽和再热蒸汽参数变化的幅度在规程允许范围内，对汽轮机运行安全不构成威胁，但对运行经济性有影响。主蒸汽的压力、温度上升，将使汽轮机内部可用焓降增加，相同负荷下进汽流量减少，热耗率降低，提高了运行经济性。反之则热耗率增加，运行经济性降低。

再热蒸汽压力是随着进入汽轮机蒸汽流量的变化而变化的，再热系统的压力损失也随蒸汽流量的增大而增加。

凝汽器真空和凝结水过冷度　凝汽器真空变化对汽轮机运行经济性影响很大，维持较高的凝汽器真空，可以使蒸汽中热能更多地转变为机械能。通常排汽压力变化 1kPa，将引起汽轮机的热耗率变化0.7%～0.8%。凝汽器的真空并不是越高越好，而是有一个最有利真空（见凝汽器运行）。凝汽负荷和冷却水温度不同，最有利真空也不同。降低冷却水温度可以有效地提高凝汽器真空，通常冷却水温每下降1℃，真空可提高 0.3%。凝结水过冷度增加（见凝汽器运行），会降低系统的经济性。

加热器运行状况　回热加热器采用汽轮机抽汽加热给水，可减少排汽热量损失，提高锅炉的给水温度，继而提高

发电厂循环效率，从而减少燃料消耗。因此汽轮机运行时，回热加热器应全部投入运行，切除任何一个回热加热器，都会使汽轮机运行效率降低。给水温度下降10℃，机组热耗率将增加0.4%左右，若切除中间某一个加热器，其热负荷将由后面的高位加热器承担，虽然给水温度下降不大，但用高能位蒸汽代替低能位蒸汽使用，也会使发电厂循环效率降低。另外，回热加热器运行不正常，例如管子结垢、内部聚集空气、疏水装置不能维持正常水位等，也将引起汽轮机组热耗率增加。

现场热损失和汽水损失　热损失是由于工质通过管道或设备外壁向外界散热而引起的，保温不良或脱落均会引起热损失增大。汽水损失是系统中管道法兰、汽封、水封、阀门及其阀杆等处的汽、水内、外泄漏造成的，包括工质损失和热量损失。因此现场的热力设备及高温管道均应有良好的保温，法兰和阀门也应严密不泄漏。

机组运行经济监控　即定期对运行经济指标进行统计分析，以掌握机组运行经济性和存在的问题。汽轮机的主要经济指标有汽耗、热耗、排汽真空、高压加热器投入率、给水温度、凝汽器端差等。通常采用基准偏差法对关键的可控参数连续进行监督分析。首先确定这些参数在各种工况下的基准值（最佳值），运行中不断进行实际值和基准值比较，并根据两者差值计算出对机组热耗、煤耗的影响。运行人员根据计算结果，及时进行调整操作，使机组运行工况经常处于较佳状态。大型机组的数据采集监测系统均具有运行经济性监测功能。

随着技术发展，已研究出一些提高机组经济性的优化控制策略，例如凝结水节流控制、加热器抽汽控制等。新的控制策略改变了传统的控制高压调节汽阀以快速响应电网负荷需求的方法，应用控制凝结水量和汽轮机抽汽量瞬态变化来适应负荷需求，在提高机组经济性的同时，可以改善机组负荷动态响应速度。

qilunji kongleng xitong tiaoshi

汽轮机空冷系统调试　(commissioning of turbine air cooled system)

对安装完成的汽轮机空冷系统进行调整、试验和试运行，消除并解决发现的缺陷和问题，达到设计、国家标准和行业标准的要求。汽轮机直接空冷系统的调试包括冷态调试和热态调试，其他类型的空冷系统类似。

冷态调试　机组未起动时进行的各项调整和试验，主要包括：①手工清洗：在安装结束后、热态冲洗前，对管道逐段进行人工和机械除锈，并用吸尘器吸尘；②系统测量仪表检查；③系统阀门开关试验、风机传动、连锁保护、报警检查验收；④风机在不同的转速（如25%、50%、75%、100%额定转速）进行试运行；⑤空冷凝汽器气密性试验：使用压缩空气作为升压介质，将系统升压至20kPa，检查泄漏；无泄漏继续升压，系统压力达到35kPa后，停止升压，观察并记录压力表显示的压力值。试验持续24h，系统压降不大于5kPa（环境温度修正后）视为空冷凝汽器气密性试验合格。试验最初2h内每隔15min读取并记录压力表及温度计的显示值，2h后每隔30min记录一次。发现任何泄漏，应详细记录各泄漏点的位置，处理后再次进行试验。空冷凝汽器气密性试验在机组热态起动后可再进行一次，以检验空冷系统经过热态温度、压力变化后，蒸汽分配管裙板焊口在交变应力作用下是否存在漏点。

热态调试　机组起动后进行的各项调整和试验。

热态冲洗　主要包括：①安装临时管道及临时水箱，注意临时水箱运行时保持一定水位，以起到水封作用，保证直接空冷系统真空；②机组起动，汽轮机送轴封、抽真空，汽轮机盘车，锅炉产生蒸汽通过高、低压旁路向排汽装置进汽，经空冷凝汽器系统至临时排放系统，开始热态冲洗；③依次冲洗每一列，调节冷却风机数量和转速，保证空冷凝汽器系统压力为30～50kPa，使凝结水温度交替变化，增加热态清洗效果；④当水质达到固体悬浮物量小于10mg/L、铁含量小于500μg/L时，热态冲洗完成。

真空严密性试验　保持机组有功功率不低于80%额定负荷，且稳定运行。为减小空冷风机转速变化对试验结果的干扰，空冷风机应根据实时负荷，解除转速自动调整。记录某一时刻参数，然后停止运行真空泵，开始记录真空下降数据和时间，同时考虑环境变化对运行背压的影响，修正真空严密性最终结果。机组真空严密性小于或等于0.10kPa/min，则试验结束；真空严密性大于0.10kPa/min，则继续找漏消除，直至合格为止。

优化调整　主要包括：①机组整套起动带负荷阶段，检查空冷凝汽器的正常投运状况并进行调整，使各项设备处于最佳运转状态；②优化调整空冷系统的各种控制逻辑，如顺流风机控制，逆流风机控制，自动控制投入与退出，夏季或冬季工况下自动升、降级控制，冬季回暖，防冻保护等；③运行积累一定数据后，在风机热控逻辑中增加负荷与所有风机总转数的限制函数，以保护空冷系统。

qilunji kongzhi xitong

汽轮机控制系统　(steam turbine control system)

自动维持汽轮机转速和功率或发电机功率和频率在指定值的自动控制系统。

20世纪90年代以前，汽轮机控制系统主要为机械液压式控制系统。它是由机械液压原理构成的敏感元件、放大元件和伺服机构组成的汽轮机控制系统，简称液调系统。该系统通常只具有较窄范围（在额定转速的±6%以内）的闭环转速调节和超速跳闸功能，响应速度慢，控制精度差，现在已基本被淘汰。

20世纪末，以分散控制系统（DCS）构成的汽轮机数字式电液控制系统（DEH）成为主流。DEH是由以电气原理组成的敏感元件、数字电路（计算机），以电气/液压原理组成的放大元件，以及以液压原理组成的伺服机构所组成的汽轮机控制系统，简称数字电调。其功能、性能和可靠性大幅度提高，扩展成融控制、调节、保护、监视等功能于一体的自动化系统。

汽轮机基本功能控制系统　将汽轮发电机组的主要运行参数（转速、功率、频率及主蒸汽压力等）控制在期望值的自动控制系统。

转速控制　控制汽轮机从盘车转速自动提升到额定转速（0～3000r/min），调节准确度可达到1r/min。在汽轮机升速过程中，可由运行人员（或热应力计算）设定目标转速和升速率，DEH自动控制汽轮机按预定速率达到目标转速。在临界转速范围内，DEH能够自动增大升速率，并闭锁任何方式的转速保持。

功率控制　以开环或闭环控制的方式改变或维持汽轮机的进汽量，获得预期的发电机功率。采用开环控制方式时，由运行人员或机炉协调控制系统设定蒸汽流量值，调节汽阀开度。采用闭环控制负荷时，由运行员或上级控制系统设定功率定值。以发电机的实际功率作为反馈信号，实现闭环调节。功率控制的准确度在稳态时可达到1～2MW。

在汽轮发电机组并网时，DEH自动提升汽阀，实现迅速接带3%～5%的初始负荷，然后保持在开环负荷控制方式。闭环控制的目标负荷可由运行人员设定，也可以接受来自电网调度系统的指令。负荷变化率可由运行人员或热应力计算设定。

频率控制　当机组并网后，汽轮机转速超过额定转速±2r/min，DEH自动按照预先设定的斜率，线性减小或增大机组功率，最大可变化5%额定功率。能帮助电网快速调节供电频率。

主蒸汽压力控制　根据主汽阀前汽压与主蒸汽压力定值之间的偏差调节汽轮机进汽流量，以保持主蒸汽压力在设定值。可人工或自动设定主蒸汽压力目标值和汽压变化率。

起动方式控制　采用逻辑条件或人工选择，设定高压缸起动或中压缸起动方式，并在起动过程中自动控制高压、中压汽阀的开度比例关系。当机组达到一定转速或带到一定负荷时，切换到高压调节汽阀控制负荷，中压调节汽阀全开。

阀门管理　实现两种高压调节汽阀运行方式的选择和切换，即节流调节方式（又称全周进汽）和喷嘴调节方式（又称部分进汽）。

负荷限制　为保证机组稳定、安全运行，预先设置负荷定值的高、低限制值，控制系统会自动对机组的负荷进行限制。

快速减负荷（Run Back，RB）针对机组主要辅机故障采取的保护措施，即当机组部分主要辅机（如其中一台给水泵、送风机、引风机）发生故障时，根据辅机故障情况快速降低机组负荷以适应辅机出力的保护措施。DEH将自动快速减低负荷适应锅炉的要求。一般会转到主汽压闭环控制或蒸汽流量开环控制方式。

阀门在线试验　在机组一定负荷范围内逐个关闭各个汽阀，以验证它们的工作情况，排除阀门卡涩。试验时基本不影响机组的负荷。试验需定期进行。

超速控制和保护系统　为防止汽轮机因异常工况而发生超速的控制和保护系统。

瞬间甩负荷快控保护　见瞬间甩负荷快控保护。

超速保护控制和跳闸保护　当汽轮机转速超过额定转速的103%或转子加速度超过规定值时，DEH能立即关闭高、中压调节汽阀。当超速达到额定转速的110%时，DEH能立即发出汽轮机跳闸信号。

负荷不平衡保护　当机组大于30%额定负荷后，如汽轮机机械功率（可用高压缸排汽压力或再热器压力表征）大于发电机电功率的40%时，DEH能立即关闭高、中压调节汽阀。

汽轮机自起停控制系统（automatic turbine control，ATC）根据汽轮机运行参数及热应力，指挥汽轮机控制系统及其他有关控制系统，共同完成汽轮机的起动、并网、带负荷、停止和安全经济运行过程。其功能不尽相同，热应力计算是重要的组成部分，还可包括对汽轮机有关辅机起、停的指挥，控制系统内各个子系统功能的协调，以及汽轮机寿命管理等。

ATC根据热应力计算设定目标转速和升速率，指挥汽轮机从盘车转速冲转、升速、暖机保持，直到额定转速、并网、带初始负荷。然后根据热应力计算设定目标的负荷、负荷变化率，自动指挥升负荷，保持负荷暖机，直至带满负荷。在任一阶段，如果出现异常工况或人工停止ATC后，系统能将汽轮机退回到所要求的运行方式或安全运行方式。

液压伺服系统　专指电液控制系统中的液压部分。主要由油源、液压执行机构、电液伺服器件和危急遮断系统组成。是汽轮机汽阀的执行驱动系统。

液压油是驱动汽阀动作的工质。有中压透平油（2～5MPa）和高压抗燃油（13～14MPa）两类系统，各有优缺点。国内机组中，高压抗燃油系统应用较多。

液压伺服系统中还包括危急遮断系统，一般由遮断电磁阀、超速控制电磁阀、若干专用阀门等组成，用以在异常工况下，使汽轮机紧急停机。为使遮断系统具有高可靠性，遮断油路和电磁阀应冗余设置，任一遮断通道动作都会引起汽轮机跳闸，并有在线试验手段。危急遮断系统通常按失电遮断原则工作。

大部分汽轮机还保留了传统的离心飞锤式机械超速保护系统，作为超速跳闸的后备装置，并有在线喷油试验手段。

汽轮机控制系统的电子系统　一般由控制站、人机接口站、数字通信网络组成。控制站主要包括中央控制器（CPU）、输入/输出（I/O）模件、汽轮机控制专用模件、电源等，安装在数个机柜之内。CPU一般为冗余配置，互相热备，无扰切换；也有CPU采用三重冗余、进行三取二表决的故障安全型系统。模拟量输入模件准确度，高电平为±0.1%，低电平为±0.2%；模拟量输出模件准确度为±0.25%。所有数字量输入模件都有防抖动滤波处理。还有转速测量、电液伺服阀控制等专用模件，转速测量模件一般为三重冗余，采用三取中值判断逻辑。人机接口站包括操作员站、工程师站、历史数据站及打印机等。当DEH作为单元机组控制系统中的一个子系统时，人机接口站可不单独设置，与各子系统共用。当DEH为独立控制系统时，至少配置一台操作员站，并与单元机组DCS有数字通信接口，重要控制和保护信号以硬接线的方式与单元机组DCS连接。运行人员通过操作员站的显示器、键盘等监视和控制汽轮机运行。监视画面的数据更新速度小于1s，画面切换时间最多不超过2s。

qilunji panglu xitong

汽轮机旁路系统　(steam turbine by-pass system)

中间再热机组设置的与汽轮机并联的蒸汽减压减温系统。

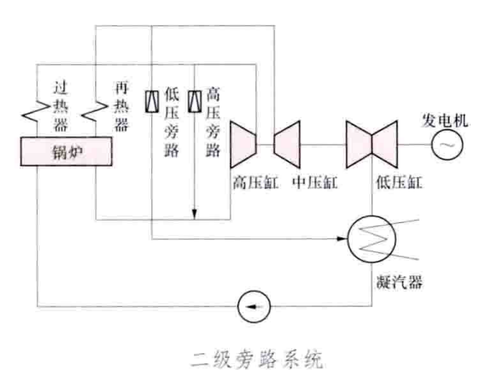
旁路系统功能　主要有：①改善机组起动性能，加快锅炉和主蒸汽、再热蒸汽管道升温过程，使蒸汽参数尽快达到汽轮机冲转的要求，缩短机组起动时间；②机组正常运行期间，协调机炉之间的蒸汽量，保持锅炉稳定运行；③机组甩负荷或运行工况急剧变化时，可作为机组超压保护安全装置，避免锅炉安全阀动作，并回收工质；④在机组起停期间，冷却不允许蒸汽断流的锅炉再热器，防止超温，保护再热器；⑤对起停频繁的两班制或调峰运行机组，在重新起动时，协调锅炉汽温与汽轮机金属温度尽可能匹配，减少汽轮机热应力。

旁路系统类型　旁路系统通常分一级旁路、二级旁路和三级旁路三种。一级旁路即大旁路，将主蒸汽直接排至凝汽

器，系统简单，操作方便，多用于再热器不需保护的机组；二级旁路即高、低压旁路通过锅炉再热器连接，又称高、低压串连旁路，系统较简单，且调节灵活，能有效保护再热器；三级旁路即大旁路与高、低压旁路并联连接，便于适应负荷变化的需要，但系统复杂。

二级旁路系统功能全面、系统简单，常用于大型再热机组。由从主蒸汽管道经减压阀和减温器接至低温再热蒸汽管道的高压旁路和从高温再热蒸汽管道经减压阀和减温器接至凝汽器的低压旁路组成（见图）。

旁路系统的选择　根据火电厂在电网中的作用和机组特性确定旁路系统应有的功能。对于主要承担基本负荷的机组，一般只需选择缩短起动时间功能。对调峰、二班制运行或允许带厂用电运行以及停机不停炉的机组，其旁路系统宜具备多种功能。除机组机组起停的配合功能外，在机组正常运行期间，还需处于热备用状态，跟踪主蒸汽压力实行自动控制；机组甩负荷或运行工况急剧变化时，旁路阀自动开启，自动配合机组运行。高中压缸联合起动的旁路系统还需分别配合高中压缸进汽需要，具有较复杂的控制能力。



二级旁路系统

旁路系统容量　旁路阀全开时，再热蒸汽在额定参数下通过低压旁路的最大流量与中压缸最大或额定进汽流量的比值，以百分比表示。需根据工程项目的旁路功能要求确定其容量。

对只需具有缩短机组起动时间功能的旁路系统，其容量应满足在冷态、温态、热态及极热态下起动时机炉起动曲线匹配的要求，一般为30%～40%。对多功能的旁路系统，其容量应根据旁路系统功能所要求的通过蒸汽量及锅炉最低稳燃负荷等因素，选择较大容量，甚至100%容量。

旁路阀的型式　有液动、气动和电动三种型式。液动阀动作最快，气动阀动作较快，电动阀动作较慢。当旁路系统只用于缩短起动时间时，可以采用气动或电动旁路阀；当旁路系统具有多种功能时，则需要采用液动阀。

qilunji qidong

汽轮机起动

(startup of steam turbine)　汽轮机从停用状态，按一定的程序进行盘车、冲转、升速暖机、定速、并网接带负荷至额定值的全部过程。

按汽轮机进汽参数划分，主要有额定参数起动与滑参数起动两种。额定参数起动时，主蒸汽参数始终保持额定值，不随起动过程变化而变化。用这种方式冷态起动时，新蒸汽与汽轮机金属温差很大，通常用限制流量的方法来控制金属温升率。但流量过小会引起加热不均，因此暖机、升速阶段时间较长。母管制供汽的发电厂主要采用额定参数起动。滑参数起动时，在整个起动过程中，主蒸汽参数随着机组转速、负荷的上升而滑升。蒸汽温度和汽轮机金属温度可以保持合理的匹配，同时在规定金属温升率条件下，低参数蒸汽流量大，加热均匀，可以较快地升速并网带负荷，大容量单元机组都采用滑参数起动方式。按汽轮机进汽方式划分，主要有高中压缸联合起动和中压缸起动（见中压缸起动）。汽轮机起动过程分为起动前准备、冲转升速暖机和并网带负荷三个阶段。

起动前准备　包括设备及系统检查、油系统循环、调节保护装置试验、盘车投入、投运轴封系统、凝汽器建立真空、暖管等内容。

设备、系统检查　在汽轮机起动前，要对油系统、调节保护系统和各汽水系统的阀门开关位置，主辅设备状况，重要表计，信号及保护电源等进行检查，并确认符合运行规程要求。

油系统循环　起动润滑油泵，使油系统充油驱除空气。起动高压起动油泵，进行油循环。检查油系统管道、阀门、法兰有无渗漏情况，油箱油位、轴承回油是否正常。大型汽轮机转子的临界转速偏低，油温低容易引起油膜振荡，冲转前油温一般控制在40℃以上。通常采用油箱电加热及油循环提高油温。

调节保护装置试验　根据运行规程要求进行调节系统静态试验，低油压、低真空保护试验，轴向位移保护试验，超速保护试验，液压止回阀试验等汽轮机主机连锁保护试验。若有不正常情况应设法消除。

盘车投入　为了消除转子弹性热弯曲，避免动静部分碰磨，在锅炉点火之前起动盘车装置连续盘动转子。冷态起动连续盘车时间不少于2h，热态起动时间不少于4h。在起动盘车装置前要投运润滑油和顶轴油系统，并进行手动盘车检查正常。在盘车运行正常后投入联动开关，测量大轴晃度。在连续盘车期间要避免盘车中断。

投运轴封系统、凝汽器建立真空　在循环水系统、凝结水系统、主机盘车投运正常情况下，投运主机轴封系统，投运抽真空系统，建立凝汽器真空。热态起动时，为防止空气对转子轴封段的冷却，要先送轴封蒸汽，后抽真空。

暖管　冷态起动冲转前，利用低温蒸汽对主蒸汽管道、再热蒸汽管道、主汽阀和调节汽阀间导汽管道，以及电动主闸门、自动主汽阀和调节汽阀进行预热，通称暖管。暖管又分一段暖管和二段暖管，一段暖管是指电动主闸门（或自动主汽阀）前蒸汽管道暖管，二段暖管指电动主闸门（或自动主汽阀）至调节汽阀之间管道的暖管。通常二段暖管与冲转暖机同时进行，防止调节汽阀不严，漏汽冲动转子。暖管时蒸汽进入较冷管道，必然会因急剧冷却而凝结成水，因此暖管时必须进行疏水操作，及时排出积水，防止水冲击。

冲转和升速暖机　冲转指开启主汽阀和调节汽阀，蒸汽进入汽轮机，冲动转子，盘车自动脱扣。现代大容量汽轮机在冲转时，强调全周进汽，用起动阀冲转，以求加热均匀。也有些机组用调节汽阀冲转，冲转时部分进汽。通常汽轮机在冲转前需具备下列条件：①主蒸汽参数和再热蒸汽参数达到规程要求，蒸汽过热度不小于50℃；②凝汽器真空保持在规定范围内；③润滑油压及轴承油流正常，冷油器出口油温维持在40～50℃范围内；④高、中压汽缸上下温差不大

于50℃；⑤盘车运行正常，汽缸内、轴封处无异声，大轴晃度不大于原始值0.02mm；⑥热态起动部件金属温度较高，蒸汽参数、凝汽器真空要维持得稍高些。冲转前要特别注意上下缸温差和大轴晃度。

汽轮机冲转后，即可按规定的升速率提升转速，通常升速率为100～300r/min，越过临界转速区多采用300～600r/min的较高升速率。冷态起动通常在300～500r/min转速下进行汽轮发电机组全面检查，在1200r/min转速下进行中速暖机，暖机时间一般为60min左右。根据需要还可安排高速暖机，高速暖机转速可根据转子临界转速分布情况，选择在2500～3000r/min左右。中速暖机和高速暖机的目的是防止材料脆性破坏和避免过大的热应力。一般在规程中规定冷态起动在不同高中压缸金属温度下起动的暖机时间，缸温越低暖机时间越长，以保证暖机结束前高中压转子渡过了材料韧脆转变温度。热态起动在正常情况下不需要暖机，低速检查后即可升速到额定转速。

并网接带负荷 汽轮机达额定转速后，检查确认设备运转正常，即可进行并网接带负荷。

机组并网后即带初负荷暖机，初负荷数值一般为额定负荷的5%～10%，暖机时间一般为60min左右。暖机的目的是缓和带负荷后出现较大温升、热应力和胀差。随后按机组滑参数起动曲线，逐渐关闭旁路，开大调节汽阀和加强锅炉燃烧进行升温、升压、升负荷。现代大容量机组多配置有应力监测装置和具有自起停功能的计算机监控装置，直接根据应力裕度或蒸汽金属温度匹配状况来控制升负荷率。

一般低压加热器采取随机启用方式，高压加热器则是在机组接带一定负荷后投入。在高压加热器投运过程中，要控制给水温度变化速度不得超过规定值，防止温差应力过大造成结合面损坏泄漏。

起动中几个问题 影响汽轮机起动成功与否的因素很多，最主要的是冲转参数选择、合理暖机和选择正确的起动控制指标。

冲转参数的选择 大容量汽轮机起动时，应根据高压缸调节级汽室和中压缸进汽室的金属温度，选择适当的主蒸汽温度和再热蒸汽温度。通常推荐调节级处和中压进汽室处蒸汽与金属最佳温度匹配范围为28～56℃。有些机组采用主蒸汽温度高于调节级处汽缸内壁温度50～100℃，再热蒸汽温度等于中压缸温度来保证蒸汽与金属温度的合理匹配。

盘车预热 为了减小汽轮机起动时的热冲击，要求进入汽轮机的蒸汽温度与汽缸转子金属温度相匹配。但冷态起动汽轮机金属温度很低，蒸汽与金属温差很大，加上蒸汽与温度较低的金属接触产生凝结放热，导致剧烈的热冲击。较先进的机组采用冲转前盘车预热，即在盘车状态下通入蒸汽加热汽轮机转子和汽缸，使其温度达到150℃。这样不仅避免冲转时热冲击，而且在冲转前转子已渡过了材料韧脆转变温度。

起动控制指标 为防止汽轮机在起动过程中出现不允许的热应力、热变形和不允许的动静间隙变化，根据运行经验和理论计算归纳出的控制指标。

(1) 温度变化率。蒸汽温度急剧变化，将引起金属部件温度急剧变化，而导致部件内部温度不均匀，产生过大热应力和热变形。通常规定主蒸汽温度变化率不大于2℃/min，汽缸金属温度变化率不大于2～2.5℃/min。

(2) 汽缸法兰温度差。包括汽缸、法兰内外壁、上下汽缸、上下法兰、左右法兰、法兰与螺丝、汽缸与法兰等温差。由于部件之间相互制约，上述温差越大，部件内部热应力和热变形也越大。其限值各制造厂有具体规定。

(3) 振动。在起动过程中，应随时注意机组振动情况。在低于一阶临界转速（见转子临界转速）时，如果轴承振动值达到0.04mm，必须打闸停机；在临界转速时，轴承振动不应超过0.1～0.15mm，否则立即打闸停机，严禁硬闯和降速暖机。

(4) 胀差。转子与汽缸受热膨胀差过大将改变动静部分轴向间隙，甚至导致间隙消失，造成动静部分碰磨。在起动过程中必须控制胀差不超过规定值。

(5) 转子热应力。根据汽轮机转子寿命消耗分配，确定起停过程中允许的转子最大热应力。现代大型汽轮机均配备有转子应力监测装置，可随时显示转子应力变化趋势和当前值。有的与自起停装置配合，可自动根据转子应力裕度大小控制机组起动速度。

qilunji qigang

汽轮机汽缸

(stream turbine cylinder) 汽轮机的承受压力、包容转子并供安装持环、隔板、静叶、汽封等零部件以形成封闭空间的壳体，是蒸汽在其间完成能量转换的汽轮机的重要部件，还具有支承其他静止部件，如隔板、隔板套（反动式汽轮机为静叶环或静叶环套）、喷嘴汽室等的功能（汽缸剖面示意图见图1)。汽缸两端设有轴封，防止高温高压蒸汽外泄和负压侧外部空气漏入。为了绝热，汽缸外壁装有保温层与罩壳。汽缸重量大，形状复杂，在其外部连接有进汽、排汽和回热抽汽等管道。汽缸的受力情况相当复杂，应着重考虑和解决的问题有：汽缸及其结合面的密封性；汽缸的热膨胀、热变形和热应力，特别注意避免应力集中；汽缸的刚度、强度和通流特性（特别是进汽室和排汽室）等。为了解决汽缸各部位在各个方向上受热时的自由膨胀，同时又能保证转子和静子间的同心度，设置了汽缸的滑销系统。

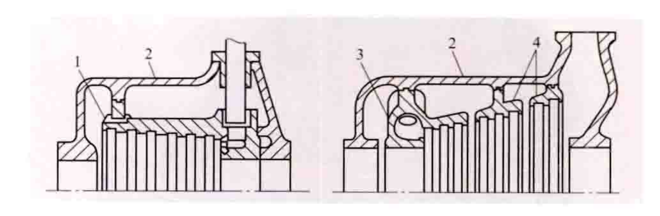


图1 汽缸剖面示意图

1—内缸；2—外缸；3—部分内缸；4—隔板套

结构 对于小容量的汽轮机，通常为单缸结构，而对于大容量的中间再热机组，不仅采用多缸形式，而且还由于蒸汽参数较高，设计成双层缸结构。为了便于加工、装配和检修，汽缸一般均做成水平对分形式（即上、下缸）。为了合理地利用材料，汽缸也有由垂直接合面分成几段的。水平和垂直接合面用法兰螺栓相互连接。汽缸的形状力求简单，但由于其内部要与隔板（静叶环）或隔板套（静叶环套）相连接，还要考虑进汽室布置，外部要与各种管道相连，所以难以做成对称均匀的形状，但大体上汽缸保持为圆筒形、圆锥形或阶梯圆筒形。大容量、高参数、中间再热凝汽式汽轮机

的结构特点往往是：高中压通流部分反向布置，新蒸汽和再热蒸汽等高温进汽部分集中在中部；低压缸分流；高中压缸和低压缸均采用双层缸，高中压内外缸之间设置遮热罩；高中压内缸和外缸均采用上缸支承形式。汽轮机高、中、低压缸剖视图见图 2～图 4。

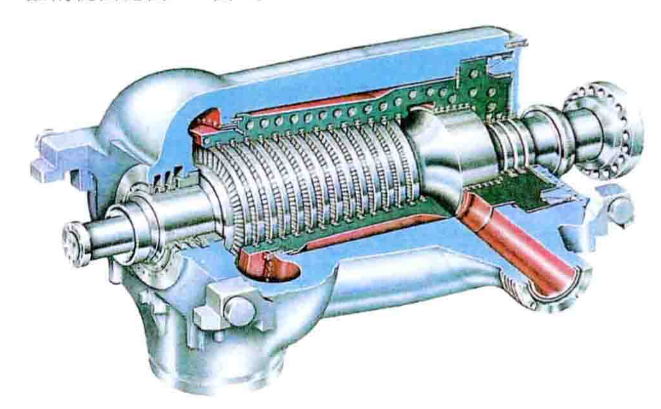


图 2　汽轮机高压缸剖视

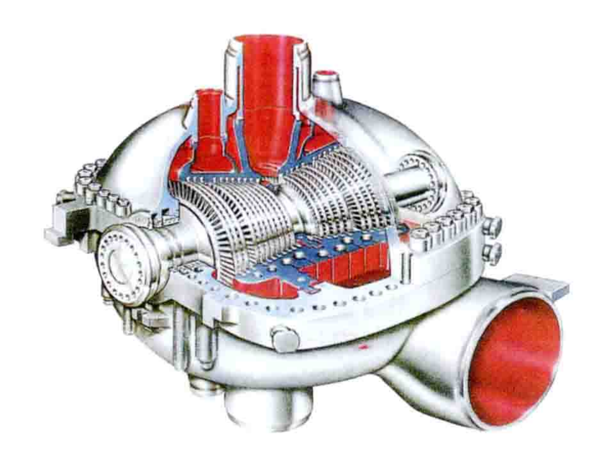


图 3　汽轮机中压缸剖视

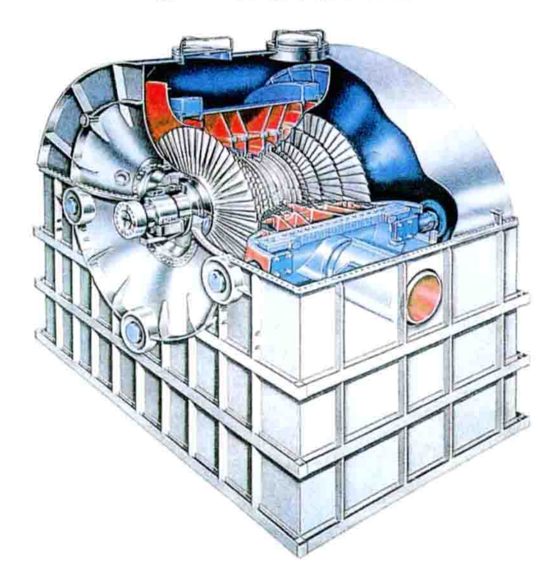


图 4　汽轮机低压缸剖视

双层缸结构的优点是可减少单个铸件的重量，制造加工比较方便；可按不同温度合理选用材料；由于缸壁薄，内外缸之间还可通汽冷却或加热，从而减少热应力，有利于提高机组运行灵活性。

高、中压缸还有圆筒式汽缸、紧圈式内缸等结构。德国 KWU 937MW 亚临界压力汽轮机采用圆筒式汽缸结构。高压外缸为圆筒式结构，未采用通常的水平中分面法兰，因此形成一个除进排汽管部位之外汽缸壁厚度均匀紧凑的轴对称结构。这种圆筒式汽缸可以防止缸体的不对称变形而引起的中心偏差，并能在负荷和温度快速变化时保持较低的热应力水平。高压内缸具有垂直中分面法兰，用螺栓紧固（见图 5）。

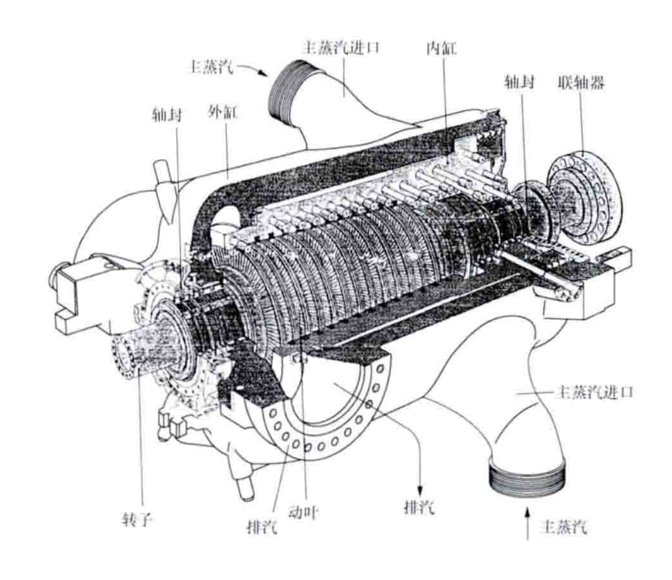


图 5　德国 KWU937MW 汽轮机高压缸结构图

欧洲阿尔斯通（原 ABB）公司制造的大容量汽轮机高压内缸为无法兰的圆筒形汽缸，它由两个基本上对称的无法兰半圆筒组成，半圆筒之间的接合面与水平面成 50°夹角，共用 5～10 个环形紧圈箍紧，以保证密封性。紧圈是在加热到 200℃后套装到确定的部位。紧圈在任何运行工况下都具有足够的密封紧力。这种结构大大地减少了起停或变负荷时汽缸壁的热应力，因此能适应对蒸汽流量和温度变化较剧烈的工况，能满足频繁起停的要求（见图 6）。

汽缸的配置　大容量中间再热式汽轮机的汽缸数目取决于机组的容量和单个低压缸的通流能力。高、中压缸的布置有合缸和分缸两种方式。高中压分缸的缺点是高中压缸之间为高温部分，轴承处于高温区，如有漏油很不安全，轴封漏汽较合缸为大；优点是高中压缸胀差分别控制便于起动，变负荷灵活机动。高中压合缸的新蒸汽进汽部分在中部，高、中压通流部分反向布置，优点是紧凑，可缩短机组总长度，高温部分集中在汽轮机中段，轴承和调节系统各部套受高温部分影响较小，汽缸热应力小，两端外轴封漏汽较少，轴向推力容易平衡；缺点是高、中压的分缸隔板承受较

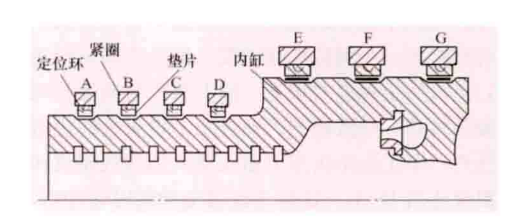


图 6　高压内缸紧圈布置图

大压差，变工况运行有较大热应力，动静部件胀差较复杂，高、中压进汽管集中在中部较拥挤，布置和检修不方便。美国通用电气（GE）公司、日本日立（Hitachi）公司和意大利安莎多（Ansaldo）公司制造的600MW以下容量的汽轮机，以及中国引进美国原西屋（WH）公司技术制造的300MW机组，都采用高、中压合缸结构，但高、中压内缸是分开的，这样可以避免隔板热应力过大产生裂纹等问题，但是要考虑甩负荷时中部轴封汽室消压的问题，否则轴封汽室积压会导致中压部分窜汽，引起机组超速。

为了平衡轴向推力，高压缸通流部分可采用回流布置方式，即新蒸汽从汽缸中部进入，依次通过内缸顺向布置的各级，然后通过内外缸夹层空间回流入反向布置的各级。苏联生产的300MW机组甚至在中压缸也采用了这种回流布置方式。

随着机组容量的增大，多数制造厂家在600MW及以上容量机组都采用分流中压缸。

大容量低压缸在结构布置上，要解决形体过分庞大而刚度不足产生的变形问题，以及低压缸与凝汽器的相互连接问题。凝汽器的布置及其与低压缸的连接方式，将影响到低压缸的支承及其刚度。有些机组采用单壳体凝汽器纵向布置，以使低压缸坐落于钢筋混凝土基座上，增加基座和汽缸的刚度。还有的汽轮机将凝汽器分别布置在低压缸两侧，充分利用凝汽器强大的钢构架来支承低压缸，以使它们的变形量小（见图7）。

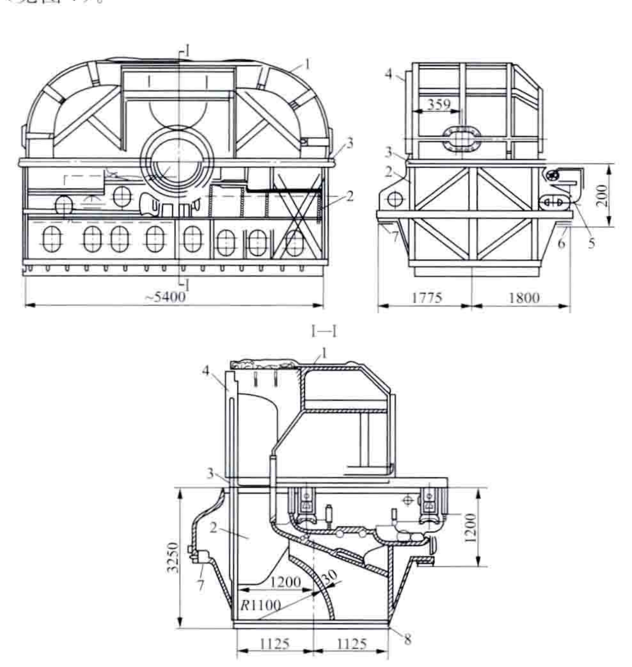


图7　200MW汽轮机低压排汽缸（单位：mm）

1—低压缸上部；2—低压缸下部；3—水平中分面法兰；4—垂直中分面法兰；5—轴承座；6、7—低压缸支承；8—与凝汽器连接处

法兰和螺栓　为了保证汽缸接合面的严密性，法兰远比汽缸壁宽厚，并且法兰螺栓必须具有足够的紧力和强度。为此，高温部分的法兰螺栓均采用热紧方式。螺栓可采用空心结构，一方面增加刚度，另一方面可装入电加热棒进行热紧螺栓。汽缸首先进行冷紧使法兰接合面无间隙，然后再进行热紧。热紧度一般为1.3‰～1.7‰，使其具有足够大的初紧力，经过运行应力松弛后，剩余紧力仍能保证法兰的严密性。细腰螺栓或柔性螺栓［见图8（a）］，其腰部直径略小于螺纹根部直径，这样使非螺纹部分与螺纹部分静强度相同，可减少非螺纹部分刚度，使延伸增加。缩径处过渡圆弧半径为$R\geqslant 0.2d$，由于弹性较好，可减少因应力集中而萌生的裂纹裂断，应用较多。为了减少螺栓的紧力，通常采用增加螺栓个数、减少节距和将螺栓内移两种方法。为了增大螺栓的弹性变形，采用增加螺栓长度的方法，在罩螺帽与法兰表面加装特制高套筒垫圈，或者采用双头螺栓。汽缸法兰螺丝孔，以前曾采用栽丝（下缸）与通孔两种结构。因铸造质量问题，下缸栽丝处经常出现沙眼或其他缺陷，因此现已几乎全部采用通孔式双头螺栓结构［见图8（b）］。有些机组当法兰内移后，将与螺帽接合部位的法兰加厚，构成高窄波形法兰［见图9（a）］，或将螺栓部位的汽缸刮出一凹进平面［见图9（b）］，在罩螺帽与法兰平面间加入高垫圈。连接汽缸中分面及各种阀门壳体法兰的紧固件，因其在应力松弛条件下工作，且承受拉伸应力，故其材料应具有较高的抗松弛性能、足够的高温强度、较低的缺口敏感性、较高的蠕变极限和抗氧化性，而且组织稳定性好，热脆性倾向小。螺栓和螺帽的材料也是根据工作温度来选取的。螺母材料的强度应比螺栓低一级，两者因硬度不同，可减少螺栓的磨损，并能防止长期工作后咬死。有的采用螺栓与螺母部分镀铜或采用锥螺纹便于拆卸。如上海汽轮机厂引进300MW机组汽缸螺纹部分采用3‰的锥螺纹，北重汽轮电机有限责任公司330MW机组螺纹部分采用8‰的锥螺纹，有的采用大间隙螺纹避免螺栓与螺母咬死拆不下来。

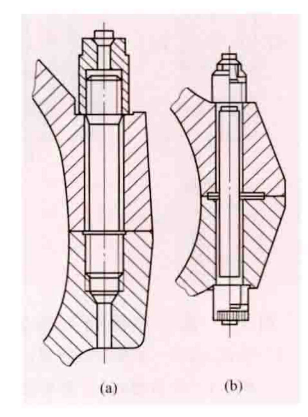


图8　汽缸法兰螺栓

（a）细腰螺栓（柔性螺栓、丝对）；（b）双头螺栓

图9　法兰内移（单位：mm）

（a）高窄波形法兰；（b）凹进平面

汽缸的质量大，在起动停机时加热或冷却的胀缩，往往滞后于转子，影响起动速度，甚至造成动静部分碰磨，有些大容量汽轮机常设有法兰和螺栓加热装置（见图10）以及双层缸的夹层加热和冷却装置，但这种装置给运行带来不便，大多已不再采用。

在汽轮机起动、空载及低负荷时，蒸汽通流量很小，不足以带走低压缸内摩擦鼓风产生的热量，容易使排汽缸温度升高而引起汽缸变形、破坏汽缸转子中心线一致等一系列问题，为此装设有排汽缸喷水降温装置（见图11）。

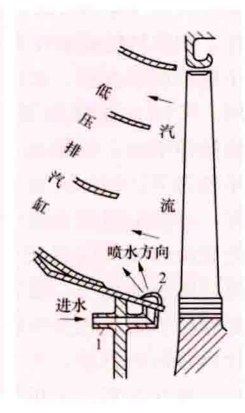


图10　法兰和螺栓加热装置
1—挡汽片；2—球面空心垫圈；3—螺帽；4—平面槽；5—圆周空间

图11　排汽缸低负荷喷水降温装置
1—进水管；2—喷水管

qilunji qigang zhujian

汽轮机汽缸铸件

（casting for steam turbine cylinder）　大容量汽轮机的高中压汽缸用铸造的方法制造，是汽轮机加工中的最大铸造件。对汽缸铸件的要求是，除应具有良好的刚性与强度外，尚应有一定耐热性、组织稳定性、抗热疲劳性及抗氧化性等。可按汽缸的工作温度选用合适的铸造材料：如铸铁QT42-10可在320℃以下使用，铸钢ZG25可用于360～400℃，ZG20CrMo可用于500℃以下，ZG20CrMoV用于540℃以下，ZG15Cr2Mo1（2.25Cr-1Mo钢）和ZG15Cr1Mo1V用于570℃以下；工作温度超过570℃的超（超）临界压力汽轮机汽缸可采用12%Cr铸钢，多选用ZG1Cr10Mo1NiWVNbN-5、ZG1Cr10MoVNbN、GX12CrMoWVNbN10-1-1、GX12CrMoVNbN9-1、ZG1Cr10MoWVNbN、ZG13Cr9Mo2Co1NiVNbNB等，也有采用ZG14Cr1Mo1VTiB制作高压内缸。

汽缸铸件形状复杂，铸造中容易产生各种铸造缺陷，有表面缺陷和内部缺陷，如汽孔、疏松、夹渣、裂纹、变形、浇注不足等，通常要用彻底去除缺陷并补焊的办法修补，在修补中需有严格措施防止产生变形和裂纹向内部延伸。

qilunji reli texing

汽轮机热力特性

（steam turbine thermal performance）　汽轮机组的进排汽参数、输入热量等与输出功率、供热量和效率之间的相互关系。汽轮机的热力特性与机组形式、容量、调节方式以及热力系统等因素有关。

热力特性可以用图或数学式表示，称为热力特性曲线或热力特性方程式。汽轮机热力特性可由热力计算或汽轮机性能试验求得。利用热力特性可制定机组的技术经济指标，确定机组的运行方式和进行机组间负荷的合理分配。根据运行机组热力特性的变化，可了解和监督汽轮机通流部分的状况。

机组发1kW·h的电能所消耗的热量（或蒸汽量）称为热耗率（或汽耗率），热耗率常用以表征汽轮发电机组热效率。习惯上也就把新机组投运时在各种负荷（一般为额定负荷的100%、75%和50%）下测得的热耗率（汽耗量）与输出功率的关系曲线称为汽轮机热力特性曲线。对凝汽式汽轮机，此曲线大致为一直线（或折线），又称威廉斯线。对供热式汽轮机，则要反映汽耗量与供热量及输出功率的关系，需用一组直线（或折线）构成的网状图表示。

qilunji reli xitong

汽轮机热力系统

（steam turbine thermal power system）　使汽轮机的热功转换过程得以连续进行的所有设备和管道的组合。汽轮机热力系统主要包括主蒸汽和再热蒸汽系统、循环冷却水系统、凝结水和给水回热加热系统，与之相辅的还有疏水系统、轴封系统等。汽轮机的热力系统由热交换器、水泵、阀门等设备及把它们连接起来的相应管道组成。汽轮机设计时要计算热力系统汽水流程各点的参数变化、热量转换以及热量和流量平衡状况。标明汽水流量和热量平衡的热力系统图称为汽轮机热平衡图。系统中设备的选择、容量的匹配、系统的连接和参数的选定，对电厂的效率有很大的影响，要进行优化设计，使电厂全年运行成本最低。

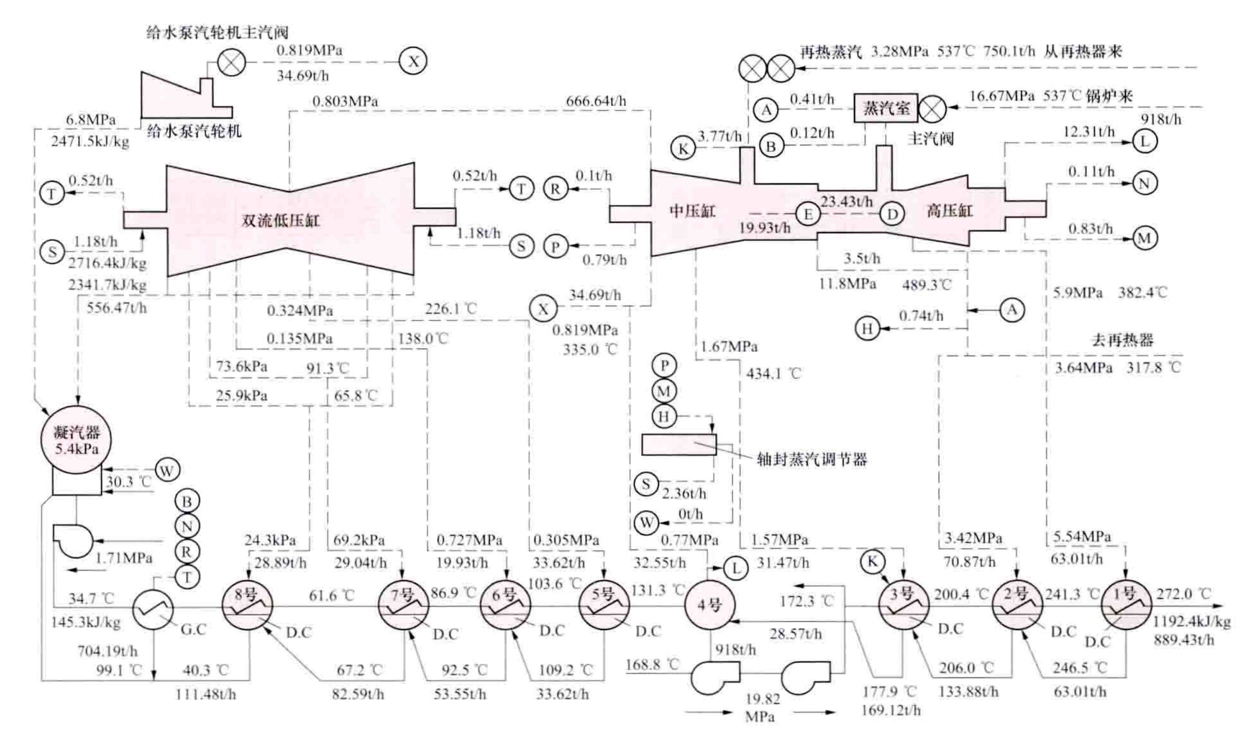
主蒸汽和再热蒸汽系统　如图所示，从锅炉过热器送来的新蒸汽经过主汽阀、调节汽阀和汽轮机的蒸汽室，进入高压缸做功。从高压缸排出的蒸汽送回锅炉再热器中进行再热，再热后的蒸汽送回汽轮机的中压缸做功。从中压缸排出的蒸汽，一部分进入给水泵汽轮机用以驱动给水泵，其余的蒸汽进入分流低压缸做功后从两个排汽口排入凝汽器。

循环水冷却系统　用大量的循环冷却水流过凝汽器，使排汽冷凝成凝结水，以建立和维持汽轮机末端的真空。

凝结水和给水回热系统　汽轮机热力系统中利用汽轮机抽汽加热锅炉给水的组合设施。凝结水由凝结水泵抽出经轴封加热器，流过串联的多级低压加热器，再送入除氧器中加热除去溶解的气体，然后由升压泵送入给水泵升压成为给水，再经多级高压加热器送回锅炉。给水回热加热的意义，在于使部分工质的汽化潜热重新在循环中得到利用，减少工质冷源损失，提高循环热效率。理论上，蒸汽初温为500～600℃下，采用无穷多级回热级数，可使循环效率由不回热加热的朗肯循环理想效率40%～45%（考虑发电厂各项损失，朗肯循环实际效率只能达25%～35%），提高到接近卡诺循环效率61%～66%的水平（见回热循环）。实际应用上，由于给水回热加热温度的限制，抽汽份额一般不超过30%～40%，回热效率的提高因而也受到限制，提高的幅度一般随新蒸汽参数的提高而增加，亚临界压力机组可相对提高15%～16%。总之，回热加热的效果取决于系统参数选择和系统的构成。给水回热最终温度（给水温度）、回热加热级数、加热级焓升以及回热抽汽压力是回热系统设计中的重要参数。

n级（含单级）回热系统热力学上最有利的给水温度为$t_{fw} \approx h'_c + \frac{n}{n+1}(h_{so} - h_c)$，式中$h_{so}$、$h_c$分别为锅炉饱和水和凝结水焓。但设计上最经济的给水温度则应由包括回热加热器及锅炉等整套设备的投资费用和运行费用在内的整体经济性来决定。即在保证系统工作方式最简单的条件下，电厂运行经济性的提高足以补偿和超过增加的设备费用。一般来说，设计上最经济的给水温度较热力学最有利给水温度低20～30℃，等于锅炉压力下饱和温度的65%～75%。

给水温度一定时，回热级数越多循环效率越高，但设备



亚临界一次中间再热300MW汽轮机典型热力系统简图

——蒸汽 ——水

投资增加，系统更趋复杂，并且效率增长幅度随着级数的增加而逐渐减少。回热级数应由综合技术经济比较优化确定。现代大功率汽轮机组一般配置7～8级加热器。据理论推导，各加热级按等焓升分配能获得最高热效率。实际系统复杂多样，焓升分配都为近似解。回热抽汽压力都是非调整的。回热系统中的加热装置一般有高压加热器、低压加热器、除氧器、蒸汽冷却器、疏水冷却器、轴封加热器及抽汽加热器等，其热源为汽轮机抽汽、阀杆和轴封抽汽及射汽式抽气器排汽等。

疏水系统　从汽轮机高、中、低压缸抽出分别用于加热凝结水和给水的抽汽，冷凝后形成的疏水要从加热器中引出。回热系统中疏水的连接方式主要有疏水泵连接和疏水逐级自流连接。疏水泵连接方式将疏水直接由泵送到凝结水或给水管道中，有利于提高机组热经济性，但每级加热器都要配置疏水泵，系统复杂，投资增加，仅在系统中局部采用。疏水逐级自流连接方式利用加热器汽侧压力差使疏水依次从压力较高的加热器逐级进入压力较低的加热器，最后进入除氧器和凝汽器，分别与给水和凝结水混合，一同经加热器送回锅炉。疏水逐级自流的系统简单，运行可靠，在电厂热力系统中广泛采用。蒸汽流经的各处，特别在起动过程中，往往会积存由蒸汽冷凝形成的疏水，这些积水应通过疏水系统及时疏出，以免造成危害（见汽轮机本体疏水系统）。被污染的疏水经扩容回收热量后排入地沟，清洁的疏水排入除氧器或凝汽器。

qilunji runhuayou jinghua chucun xitong

汽轮机润滑油净化、储存系统

(turbine lube - oil purification system)　在汽轮发电机组起停和运行中完成润滑油系统充油、放油、净化和储存的在线设备及管道系统，还具有紧急事故情况时的放油功能。

系统由汽轮机油系统以外的储油箱、油净化装置、润滑油输送泵、管道及阀门等组成。

储油箱　为清洁油和污油分隔开的组合油箱，在油箱进出油管道上，设有临时滤油和取样接口。并设有汽轮机油箱、储油箱到事故油箱（池）的放油管道。

油净化装置　主要型式有真空式、离心式、聚结分离式，按润滑油的脱水和过滤杂质等主要性能、运行成本、自动控制等要求合理配置。处理能力为每小时处理系统内总润滑油量的10%～20%。油净化装置具备在线连续运行功能，通常采用旁路循环方式运行。

管道及阀门　管径按润滑油量选取，但事故放油管管径选择应优先考虑汽轮机惰走安全。管道材料采用无缝钢管，埋地管道一般采用不锈钢材料。阀门采用钢制的明杆阀门；事故放油阀门采用闸阀。管道为焊接连接；必须采用法兰时选用对焊法兰及质密、耐油和耐热的垫片。再循环调节阀常用自力式调节阀。在系统末端、放油口、取样口等部位，设有双道隔离阀门。

qilunji shuaifuhe shiyan

汽轮机甩负荷试验

(load rejection test for steam turbine)　为测取汽轮机调节系统动态特性，突然甩去汽轮发电机组部分和全部负荷所进行的检测工作。在汽轮发电机组甩负荷的过程中，能有效控制转速飞升，不使危急保安器动作，维持空负荷稳定运行，是对汽轮机调节系统动态特性的基本要求，其性能的优劣对机组和电网的安全运行有直接影响。甩负荷试验有常规法和测功法。

常规法甩负荷试验　又称甩电负荷试验。在发电机主开关突然断开、机组与电网解列、甩去全部负荷的情况下，记

录汽轮机转速变化的过渡过程，根据转速记录曲线（见图1）测取汽轮机调节系统的动态特征参数，如动态超调量、转速不等率、转速动静差比、转子加速度、转子时间常数、转子转动惯量、机组容积时间常数等。这种方法是考核汽轮机调节系统动态特性最直接的方法，也是较成熟的方法，长期以来一直作为标准方法被广泛采用。一般首台新型机组或调节系统改造后的机组，必须用常规法进行甩负荷试验。这种方法适用于新机组的考核试验和新投产机组的验收试验。

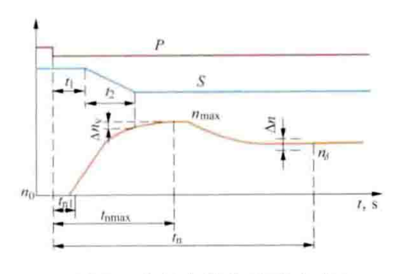


图 1　常规法甩负荷试验转速记录曲线

P—功率；S—油动机行程；n—转速；n_0—初始转速

测功法甩负荷试验　又称甩汽负荷试验。在机组不与电网解列、突然关闭汽轮机调节汽阀的情况下，记录发电机有功功率变化的过渡过程，根据功率记录曲线（见图2），经计算得到甩负荷后的瞬时最高转速，以及描绘转速飞升曲线。是一种间接考核汽轮机调节系统动态特性的方法。该方法适用于新机组投产的验收试验。

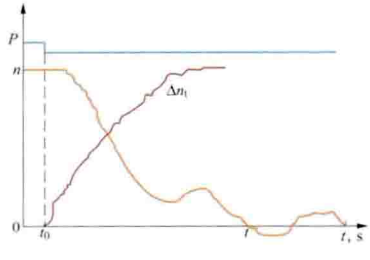


图 2　测功法甩负荷试验有功功率记录曲线

P—功率；n—转速；Δn_1—转速飞升曲线

qilunji tiaojie xitong

汽轮机调节系统　(steam turbine governing system)

控制汽轮机转速和输出功率（或抽汽压力）以维持机组正常运行的设备、仪器的组合。汽轮机调节系统是汽轮机的重要组成部分，其性能的优劣和可靠性对机组和电网的安全运行有直接的影响。

构成原理　调节系统一般由转速感受机构（见汽轮机调速器）、调压器（见抽汽调节）、传动放大机构、配汽机构和同步器等部件组成。图1为调节系统原理方框图。机组在孤立电网单机运行时，根据调节系统静态特性（见调节特性），汽轮机的转速随外界负荷而变化，调速器感受汽轮机转速变化，其输出信号经传递放大，由配汽机构控制调节汽阀开度，改变进入汽轮机的蒸汽流量。同时通过反馈机构使油动机稳定在相应负荷位置。同步器可用来保持汽轮机额定转速。机组在电网中并列运行时，汽轮机转速与电网频率相对应，根据电网负荷的需求，用同步器控制调节汽阀开度，改变进入汽轮机的蒸汽流量，给定机组功率。

基本功能　在机组起动过程中调节、控制汽轮机转速；机组并网后调节、控制输出功率；在机组甩负荷时控制转速的飞升；当电网负荷变化引起电网频率变化时，能按照调节系统静态特性自动增加或减少负荷，限制电网频率的变化范围，此过程称一次调频。一次调频的结果仍使电网频率存在偏差，再用电网中某些机组的同步器调整其功率，使电网频率恢复至额定值，此过程称二次调频。因而调节系统还具有参与电网一次调频和二次调频的功能。

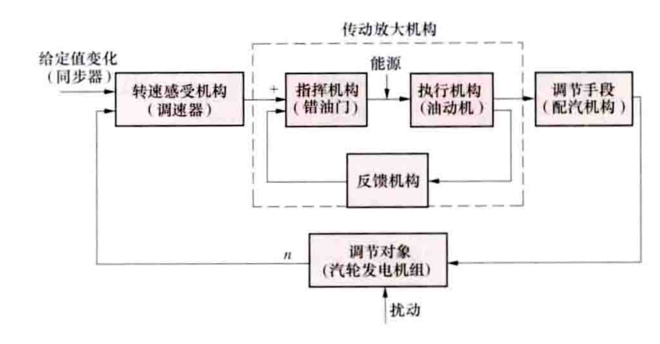


图 1　调节系统原理方框图

类型　可分为液压式、机械液压式和电液式三种。按汽轮机的基本型式，调节系统可分为凝汽式汽轮机、抽汽凝汽式汽轮机、背压式汽轮机、变速汽轮机和凝汽再热式汽轮机调节系统。另外，还有按基本型式组合而成的系统，如抽汽背压式、再热抽汽式、前置式和后置式等汽轮机调节系统。

凝汽式汽轮机调节系统　图2为凝汽式汽轮机全液压型调节系统原理图。图示系统采用旋转阻尼调速器、蝶阀放大器、断流式双侧进油油动机、杠杆配汽机构，系三级放大交叉反馈系统。当汽轮机转速降低 Δn 时，旋转阻尼调速器2感受转速变化信号，使一次脉冲油压 p_1 降低、放大器3输出的二次脉冲油压 p_2 升高，二次脉冲油压作用在继动器7活塞上，活塞的下移提高了三次脉冲油压 p_3，使错油门滑阀4偏离中间位置，在高压油的作用下油动机5动作开大调节汽阀6，增加进入汽轮机蒸汽流量，油动机的位移信号通过杠杆和弹簧反馈，使错油门滑阀4回至中间，使油动机稳定在相应的负荷位置。当汽轮机转速升高 Δn 时，其动作过程相反。同步器控制机组的转速和功率。

图 2　全液压型调节系统原理图

(a) 原理图；(b) 原理方框图

1—主油泵；2—旋转阻尼；3—放大器；4—错油门；5—油动机；6—调节汽阀；7—继动器；8—静反馈弹簧；9—动反馈弹簧；10—放大器平衡板；11—主同步器；12—辅助同步器

图3为凝汽式汽轮机机械液压型调节系统原理图。该系统采用高速弹性调速器、随动滑阀放大器、断流式双侧进油油动机、凸轮配汽机构，

图 3　机械液压型调节系统原理图

1—同步器；2—传动杠杆；3—随动滑阀；4—高速弹性调速器；5—锚油门；6—反馈滑阀；7—调速滑阀；8—油动机油缸

三级放大液压反馈系统。系统脉冲油压 p_x 在各稳定工况下均保持常量，约为主油压的 1/2。采用液压反馈，可使转速不等率在 3%～6%范围内无级调整。

抽汽凝汽式汽轮机调节系统　这种机组的调节系统在转速和输出功率之外，还要根据抽汽负荷的需要控制抽汽压力在一定范围之内，具体内容见抽汽调节。

背压式汽轮机调节系统　电功率和热负荷为单一调节，不能同时满足电、热负荷需要。机组以热负荷方式运行时，电功率由热负荷决定，机组以电功率方式运行时，热负荷由电负荷决定。在机组起动、发电机并网、调压器投入工作前，以及甩负荷时，机组由调节系统控制。背压式汽轮机一般是以热负荷运行为主要运行方式。图 4 为背压式汽轮机调

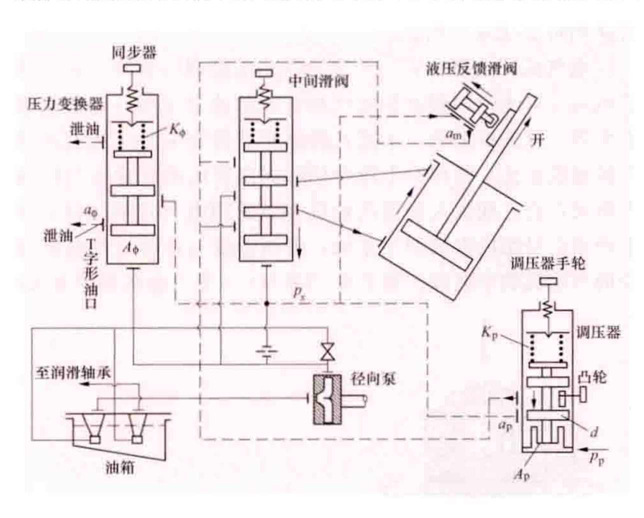


图 4　背压式汽轮机调节系统原理图

节系统原理图，该系统包括：径向钻孔泵调速器、弹簧式调压器、断流式双侧进油油动机、提板式配汽机构、二级放大、液压反馈，为全液压型调节系统。在热负荷运行方式下，当热负荷增大，背压抽汽供热压力 p_p 降低时，调压器感受供热压力变化信号，控制泄油口开大，脉冲油压 p_x 降低，中间滑阀下移油动机开启，调节汽阀开大，通过液压反馈滑阀恢复脉冲油压，使油动机稳定在相应的热负荷位置上，满足热负荷要求，同时增加电功率。此时若转速的降低按调节系统静态特性要求开启调节汽阀，但由于调节汽阀的开大，供热压力的升高，又使调节汽阀关小稳定热负荷，所以在热负荷运行方式下系统由调压器控制，此时调速器不起作用。当机组甩负荷时，由于调压器的反调作用，有使转速飞升过高的危险，因而需要采取相应的补偿措施。

变速汽轮机调节系统　变速汽轮机用于驱动给水泵、锅炉风机和压缩机等。这类机组具有转速高，调速范围宽，为额定转速的 70%～105%，以及多参量调节等特点。调节系统均采用转速反馈，转速作为给水或风机压力调节系统的局部内反馈，可以提高系统的稳定性和准确度。改变转速用的给定信号（即控制量），根据不同的调节对象而取用不同的调节信号自动给定。如驱动给水泵汽轮机，采用给水调节信号控制汽轮机和泵的转速。

再热式汽轮机调节系统　大容量机组均采用中间再热式汽轮机，限制机组甩负荷动态超调量和提高负荷适应性是再热式汽轮机调节系统的主要特点。转子时间常数随机组容量的增大而变小，机组蒸汽容积时间常数相对增大，以及再热器具有庞大的中间蒸汽容积。因而在机组甩负荷时容易引起转速飞升过高。为此，在调节系统中设置辅助控制回路，以使在甩负荷时能迅速关闭高中压调节汽阀和泄放管道等中存留的过多蒸汽，用以限制转速的过度飞升。中压调节汽阀一般在 30%额定功率以内参与调节，大于 30%额定功率时全开。由于中间再热机组为单元制运行，以及再热器具有较大的惯性，因而机组负荷适应性不强，通常采用校正环节或机炉协调控制予以改善。

汽轮机电液调节系统　应用广泛，涵盖了各种类型的机组。它是用电子调节器取代机械（或液压）调节系统中的调速器和中间放大器。通过液压执行机构控制调节汽阀（见汽轮机控制系统）。图 5 为汽轮机电液调节系统方框图。

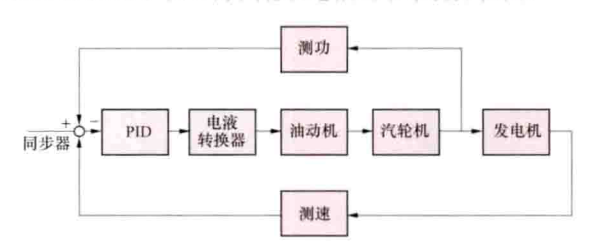


图 5　汽轮机电液调节系统方框图

汽轮机仅有电液调节称汽轮机纯电液调节系统。汽轮机同时设有电液式和机械式调节系统称汽轮机电液并存调节系统；在电液并存系统中又有以电液调节系统运行机械调节系统作跟踪备用、电液调节系统和机械调节系统同时并列运行等方式。在这些系统中又有以模拟式为主的电液调节系统（AEH）和以数字式为主的电液调节系统（DEH，国产首套数字电液调节控制系统于 1990 年在汉川发电厂投入使用）。按液体工质又有抗燃油和汽轮机油之分。一般大型再热式汽轮机均采用高压抗燃油数字式纯电液调节系统。

结构　由控制器、电液转换器和液压执行机构组成。控制器是以 PID 调节为核心，以微机进行数据处理的控制装

置。电液转换器是将电信号变为液压信号的转换装置。液压执行机构多采用断流式单侧进油油动机。

基本工作原理　控制器综合由测速元件输出的转速信号、发电机电功率信号、汽轮机第一级后蒸汽压力信号、转速和电功率设定值，以及各种调节和保护信息，经比较、运算、放大输出，由电液转换器将电信号转换为液压信号，通过油动机驱动改变调节汽阀开度，控制机组的转速和功率或对机组实施其他控制和保护措施。

主要特点　电液调节系统灵敏度高、迟缓率小，调节精确度高、抗内扰能力强，提高了汽轮机调节系统动态、静态调节品质；采用了计算机控制技术，对信号的综合、处理能力强，可实现多参量的调节控制；除具有对汽轮机功率频率调节控制等基本功能外，还可实现机组的自动升速和功率自动控制，利用转子热应力优化机组起动和运行监控，实现机炉协调控制、电网调度远程控制，实施快关技术提高电网暂态稳定性（见瞬间甩负荷快控保护），实现中压缸起动和阀门管理等功能；调节、保护融于一体，并具有运行参数的显示、记录、报警和事故追忆等功能，提高了机组保护水平和在线试验能力。可广泛应用于凝汽式、抽汽式、背压式、变速和再热式等各种类型的汽轮机。

qilunji tiaosuqi

汽轮机调速器　（steam turbine speed governor）

调速装置中感受汽轮机转速变化并输出相应物理量变化信号，使调节（汽）阀动作的转速敏感机构。它通过感受汽轮机转速的变化，输出与转速变化量相对应的物理变化量，使汽轮机调节汽阀动作。按工作原理区分，汽轮机调速器有机械离心式、液压式和电气式。

机械离心调速器　有低速和高速等类型，具有可靠性高、惯性小、灵敏度高等特点。

低速离心式调速器　如图 1 所示。主轴经蜗轮副传动使飞锤旋转产生离心力，飞锤支撑臂将离心力传递给弹簧，当飞锤离心力与弹簧作用力相平衡时，滑环处于稳定位置，当飞锤离心力大于或小于弹簧作用力时，则滑环有相应的位移输出。

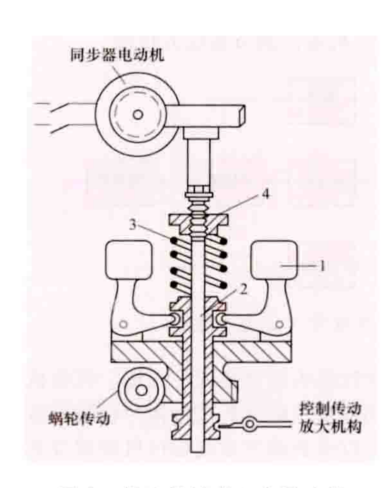


图 1　低速机械离心式调速器

1—飞锤；2—滑环；3—弹簧；4—弹簧调整螺帽

高速弹性调速器　如图 2 所示。飞锤 6 和钢带 2 的离心力由拉弹簧 3 和钢带 2 的紧力约束，在一定的转速下，挡油板 1（又称滑环）处于稳定位置，对于不同的转速，挡板即有相应的位移输出，导致泄油间隙的改变，而使调节油压变化。为了限制钢带过大变形而损坏，设置了限位器 4。这种调速器直接与汽轮机主轴相连。调速器滑环位移 x 与转速 n 的关系称调速器特性。离心力与转速平方成正比，弹簧的紧力与滑环位移为线性关系，故静态特性为二次曲线。由于正常工作范围窄，所以工作线段视为直线。改变弹簧预紧力可以平移静态特性曲线，改变弹簧刚度 K，可以改变静态特性曲线斜率。

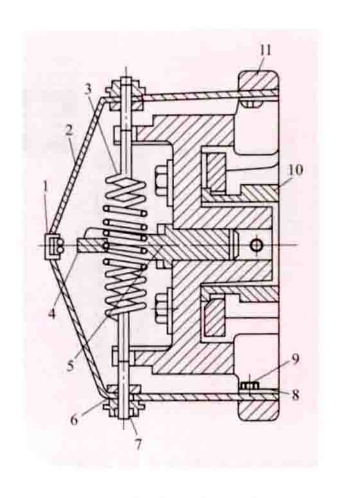


图 2　高速弹性调速器

1—挡油板；2—钢带；3—弹簧；4—限位器；5—弹簧中心支架；6—飞锤；7—调整螺帽；8—垫片；9—螺钉；10—离心泵杆轴；11—支架

液压式调速器　有径向钻孔泵和旋转阻尼等类型。都是与汽轮机主轴相连的装置。具有结构简单、灵敏度高等特点。

径向钻孔泵调速器　又称脉冲油泵。泵轮有多个径向孔，泵轮出口外围有稳流网以稳定出口油压。泵的进出口油压差与转速的平方成正比，在转速变化范围不大的情况下，油压差的相对变化量近似于转速相对变化量的倍数。

旋转阻尼调速器　如图 3 所示。它由主轴直接带动旋转的中空阻尼体 1，其外缘装有若干径向阻尼管 2，工作时主油泵压力油经由可调整针形阀 4 节流后进入旋转阻尼一次油室 3 中，并同时在阻尼臂甲自外向内流动进入前轴承箱。旋转阻尼管中的油柱在离心力的作用下形成阻尼，转速越高阻尼量越大，从而在一次油压室 3 内建立的一次油压也随之变化。一次油压与转速的平方成正比，在转速变化不大（低于额定值的 10%）的情况下，一次油压的相对变化量近似于转速相对变化量的倍数。

电气式调速器　电气式调速器是电液调节系统中转速感受机构。有永磁式测速发电机和转速脉冲发生器（或称磁阻发生器）等基本类型。永磁式测速发电机发出的交流电动势与转速成正比，脉冲发生器单位时间内发出的脉冲数与转速严格成正比。现代大容量汽轮机普遍使用电气式调速器，加上功率信号组成电液调节系统，进而形成与计算机控制相结合的汽轮机数字电液控制系统（DEH）。（见汽轮机调节系统）

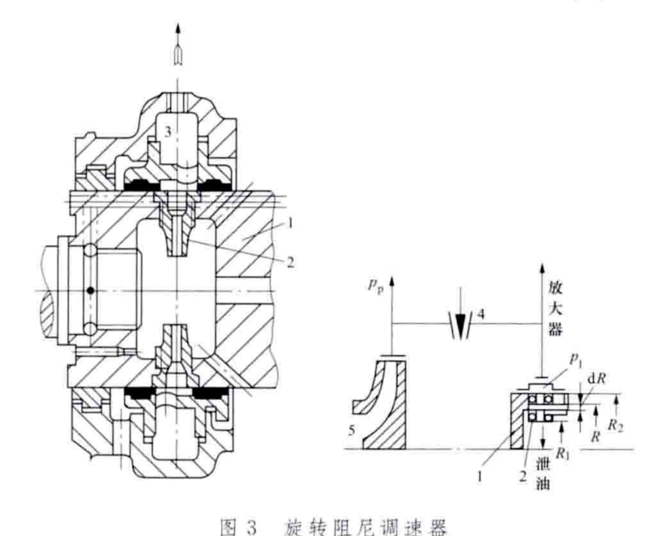


图 3　旋转阻尼调速器

1—旋转阻尼体；2—阻尼管；3—一次油压室；4—针形阀；5—主油泵

qilunji tingyun

汽轮机停运 (shutdown of steam turbine) 汽轮机从运行状态转变为静止状态的过程。包括减负荷、打闸停机、发电机解列、转子惰走、盘车、停机后通风冷却、停机后维护等操作过程。汽轮机停运分正常停运和事故停运两大类，正常停运按停运过程中主蒸汽参数是否变化又分为额定参数停运和滑参数停运。

汽轮机正常停运在停机前应做好准备工作。主要准备工作有试验高压油泵、交直流润滑油泵、顶轴油泵能否正常起停，检查盘车装置绝缘和空转情况良好，活动自动主汽阀和电动主汽阀动作灵活无卡涩，切换有关的辅助汽源等。

减负荷 对于要求停机后汽缸金属温度较低的计划检修停机，多采用滑参数停机方式。滑参数停机是在停机过程中，调速汽阀全开的情况下，由锅炉控制主蒸汽压力和温度的逐渐滑降来减机组的负荷，进行停机。

在滑参数停机过程中，注意保持蒸汽过热度不低于50℃，防止蒸汽带水。为了防止负胀差过大，应尽量保持前轴封供汽有足够的温度。备有汽缸法兰加热装置的机组，应利用低温汽源，冷却汽缸法兰。对于中间再热的汽轮机，要注意再热蒸汽温度下降与主蒸汽温度同步，尤其是高中压合缸机组，两者相差不得大于30℃。旁路系统投入时，应注意高中压汽缸进汽量分配，防止无蒸汽运行。

临时检修的短时间停机和调峰机组的夜间停机或周末停机，多采用额定参数停机方式。额定参数停机是指为使停机后汽缸金属温度保持较高水平，便于下次起动带负荷，在降负荷过程中，主蒸汽压力、温度基本上保持额定值，以较快的速度减负荷，打闸停机。大多数汽轮机都能在30min内均匀地降负荷到零，这种方式停运，汽轮机金属可保持较高温度水平，热应力小。

打闸停机 将汽轮机所有进汽阀关闭，瞬间切断汽轮机进汽，实现停机和保护汽轮机的目的。

发电机解列 电力系统或发电机由于保护或安全自动装置动作按规定要求，解开相互连接使其单独运行的操作。

转子惰走 汽轮机打闸停止进汽后，转子依靠自身的惯性继续旋转到静止的过程称为惰走。从打闸到转子静止的时间称为惰走时间。同样真空情况下，惰走时间缩短，应检查是否发生轴瓦磨损或动静部分碰磨；惰走时间增长，则应检查新蒸汽管道、抽汽管道上阀门的严密性，是否有压力蒸汽漏入汽缸。

在降速过程中，要注意胀差变化情况，充分考虑到由于转速下降而引起的转子伸长（泊松效应），防止动静部分碰磨。

盘车 转子静止后立即投入盘车装置，连续盘动转子，减小上下缸温差，避免转子产生热弯曲。在连续盘车期间，如短时间中断盘车，在转子静止时应做好位置的标志，记录停止时间，投入转子弯曲指示表。下次重新投入连续盘车以前，应先盘动转子180°，停留一段时间，待转子弯曲值接近零时，恢复连续盘车。

若停机时惰走时间明显缩短，盘车装置不可强行投入，以免扩大事故。应让转子静置一段时间，分析原因，待异常消除后才可投入。在投入连续盘车以前，起动顶轴油泵，保持润滑油泵正常运行。

停机后通风冷却 大容量汽轮机参数高、保温好，停机后自然冷却时间长，通常使汽缸温度冷却到150℃的时间，正常停机方式需要6～7天，滑参数停机也需要4～5天，有的甚至更长。在这段冷却时间内汽轮机处于连续盘车状态，为了能提前进行检修工作，部分电厂在汽轮机内通入冷却空气，继续对通流部分进行冷却，以缩短停机时间。

停机后维护 停机后打开导汽管、抽汽管、汽缸上的疏水阀，疏水经疏水扩容器排到凝汽器，此时保持凝结水泵和循环水泵运行，继续使循环水通过凝汽器。

在盘车期间，保持润滑油泵运行，以润滑轴瓦和冷却轴颈，冷油器出口油温应维持正常。

若停机时间在两周以上，应关闭机组与公共母管连接的汽水系统隔离阀。开启通向大气的疏水、放水、排汽阀门。每星期油箱底部放水一次，起动油泵油循环一次，活动调速系统一次，盘车30min。冬季还应做好防冻措施。长期停机则需考虑进一步保养措施。

qilunji tongliu bufen

汽轮机通流部分 (flow passage of steam turbine) 汽轮机本体中做功汽流的通道，主要由进汽机构，各级静、动叶栅及排汽缸三大部分组成。具有一定压力和温度的蒸汽，经主汽阀和调节汽阀进入汽轮机第一级喷嘴汽室（又称汽室或汽柜），然后逐级膨胀、降压、加速，将蒸汽具有的热能转变为动能，推动动叶栅旋转做功，最后经末级动叶由排汽缸排出；各级功率之和即整个汽轮机的功率。汽轮机通流部分强度、振动及气动、热力特性的优劣，直接影响到汽轮机组的安全、经济运行。汽轮机通流部分要考虑参与调峰运行，要求具有适应快速起、停和变工况运行的能力，并保证工况变化较大时仍具有较好的气动、热力特性。

类型 发电用轴流式汽轮机通流部分均为多级。由于蒸汽参数和机组容量不同，通流部分的布置有多种变化，按级的工作原理可分为冲动式和反动式两大类（见汽轮机级）。

冲动式 蒸汽主要在喷嘴或静叶片中进行膨胀。图1为冲动式汽轮机通流部分示意图，由一个调节级和多个压力级组成。小机组的调节级大多做成部分进汽，大机组为全周进汽，其喷嘴在喷嘴汽室中分组，每组喷嘴由一个调节汽阀控制。

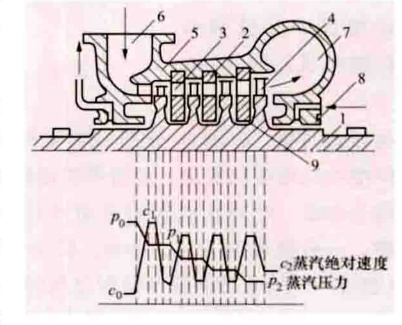


图1 冲动式多级汽轮机通流部分示意图

1—转子；2—隔板；3—喷嘴；4—动叶片；5—汽缸；6—蒸汽室；7—排汽管；8—轴封；9—隔板汽封

反动式 蒸汽在喷嘴（或静叶片）和动叶片中进行的膨胀大体相等。图2为反动式汽轮机通流部分的示意图。一般第一级为反动度较小的调节级（采用喷嘴调节方式时，图示

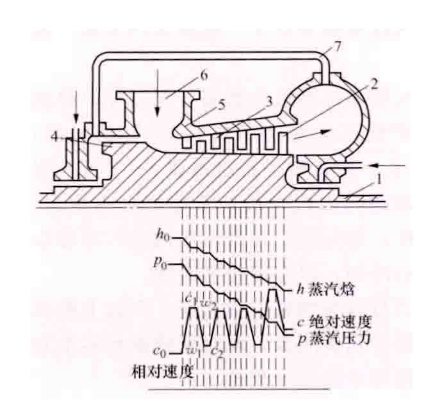


图 2 反动式多级汽轮机通流部分示意图

1—鼓形转子；2—动叶片；3—静叶片；4—平衡活塞；5—汽缸；6—蒸汽室；7—连接管

为节流调节，无调节级），中间各级为反动度约 0.5 的反动级。反动式汽轮机在动静叶中都有较大的焓降，动叶两侧有较大压差，其静叶（喷嘴叶栅）装在汽缸上，动叶装在转鼓上，并设有平衡活塞以平衡轴向推力。

通流部分结构要素 主要包括动叶超高、动静间隙、子午面流道形状等。

动叶超高 动叶进口与静叶出口高度之差。超高 Δl 的存在，可以保证由静叶栅射出的汽流通过轴向间隙顺利地进入动叶栅，对减少流动损失有利。Δl 值在各种级中变化较大，主要取决于叶栅高度。动叶超高由叶顶和叶根两处所组成，即 $\Delta l=\Delta l_T+\Delta l_R$。对于不同高度的汽轮机级，$\Delta l_T$ 可在 1.5～3.5mm，Δl_R 则在 0.5～1.5mm 的范围内选择。

动静间隙 叶轮在汽缸和隔板中高速旋转，为防止动、静结构之间发生碰磨，引起机组振动并造成事故，动、静结构之间必须留有轴向和径向间隙（见图 3）。为了减少漏汽损失，通常在轴向和径向间隙处装有汽封。轴向间隙是动、静叶栅之间的总轴向间隙，由闭式和开式轴向间隙组成，即 $\delta=\delta_1+\delta_2+\delta_Z$，其中 δ_Z 为开式间隙，δ_1 和 δ_2 分别为喷嘴和动叶的闭式间隙。轴向间隙的选取应从安全、经济和机组轴向长度（胀差）等因素综合考虑。叶顶径向间隙是动叶顶部与径向汽封之间的间隙，一般取为 0.5～1.5mm；转子径向间隙是转轴与隔板（静叶环）汽封之间或与轴封之间的间隙。

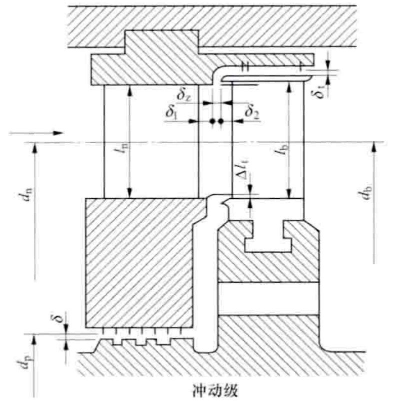


图 3 动静间隙示意图

通流部分子午面流道 通流部分子午面流道形状的确定除考虑平滑变化和效率较高外，还要考虑通用性及加工制造方便等。常用的通流部分子午面流道形状有三种：①各级根径相同，平均直径则逐级增加；适宜于整锻转子采用，常用于高参数汽轮机的高压级段及中间再热汽轮机的中压级段，国外有些大功率汽轮机的低压转子也有采用等根径的。②根径及平均直径逐级增大，这种形状能满足容积流量较快的增长，适用于套装转子或低压焊接转子。③根径逐级减小，平均直径逐级增大。这种形状可在保持末级叶高不变的条件下，使前几级的理想焓降适当增大，适用于套装转子和焊接转子。整台汽轮机的通流部分子午面流道通常是由上述几种型式组合成的。

qilunji tongliu bufen reli jisuan

汽轮机通流部分热力计算

(steam turbine flow passage thermodynamic calculation) 保证能量转换过程的效率和满足输出功率的要求，对汽轮机通流部分气动、热力特性进行的设计计算。随着流体动力学的发展和计算机的广泛应用，通流部分热力计算从一元向二元、三元流动发展，所描述的流体从理想流体向具有黏性的实际流体发展，流动过程也从定常流发展到非定常流。

多级汽轮机的焓降，是在各级逐级实现的。总焓降较大，而各级的焓降较小，因而使高参数蒸汽的能量逐级利用，并保证各级在最佳速度比下工作，以提高机组效率。由于每一级焓降较小，便于采用渐缩喷嘴以提高流动效率。级间紧凑结构设计，各级的余速可被下一级充分利用。此外，由于重热现象，前级的能量损失可被后级部分利用，使整个汽轮机的内效率大于各级的平均内效率。

通流部分热力计算的主要给定条件是汽轮机的输出功率、转速、新蒸汽参数及由当地循环冷却水的温度（空冷机组为大气温度）确定的排汽压力。据此计算各级的蒸汽流量，计算要考虑回热系统，首先计算调节级，然后根据排汽压力选取排汽面积和计算末级叶片。得出调节级和末级的焓降和尺寸之后，根据抽汽点分配中间各级的焓降，计算各级尺寸及热力过程；其中，要计算蒸汽在通流部分流动过程中产生的各项损失（见汽轮机级内损失）。这种计算要反复进行修正，方可取得满意效果。

热力过程 又称汽轮机膨胀过程。流经通流部分膨胀做功的蒸汽，在焓熵图或温熵图上所表示的热力状态点的轨迹，可用 h-s 图上的热力过程线表示（见图 1）。图中 $A_0(p_0, t_0)$ 表示调节汽阀前状态，p_c 为排汽压力，ΔH_t 表示汽轮机总理想焓降。由于进汽阀门中有节流损失，第一级喷嘴前实际状态点为 A_0'。在凝汽式汽轮机中，排汽进入凝汽器时，在排汽缸中有压力损失，使末级排汽压力 p_c' 高于凝汽器压力 p_c。ΔH_u 表示汽轮机总轮周有效焓降。图中 A_0-A_0' 线是进汽机构节流过程，A_0'-A_1 是调节级热力过程线，其后 A_1-B_2 是各压力级直到末级排汽的热力过程线，B_2-B_2' 是排汽缸中的节流过程。因此，汽轮机通流部分的实际膨胀过程为 A_0-B_2'。

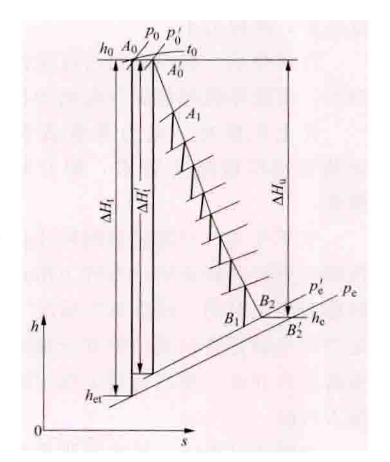


图 1 多级汽轮机的热力过程曲线

早期汽轮机的设计和计算主要以一元、可压缩、定常流的理论进行，这对通流部分径高比较大（$d/l>10$～12）的高、中压级可以提供足够精确的计算结果，对径高比较小的

低压级必须应用二元或三元流动的方法才能获得足够精确的计算结果。(见级的气动热力设计)

级的热力计算 确定汽轮机每一级动、静叶栅热力参数、几何尺寸、功率和效率的设计计算，是通流部分热力计算的基础。其主要任务是确定动、静叶栅的几何结构参数和通流部分主要尺寸、热力参数以及级的效率和功率。其方法有速度三角形法和模型级法两种。由于模型级法受到模型级和实际级结构尺寸差异的限制，通用性较差。工程中常采用速度三角形法，它的特点是以一元流动为理论基础，平面叶栅的静吹风试验为依据，以节圆直径截面上的参数作为整个级的热力参数，通过基本方程和速度三角形的求解来完成级的热力计算。该方法通用性强，便于开发专用的热力计算通用程序。级的速度三角形见图 2。

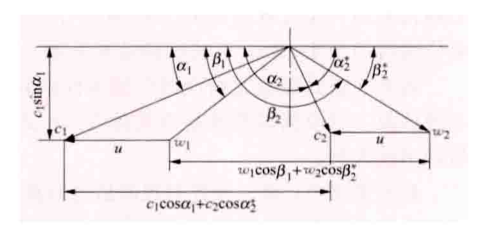


图 2 动叶栅进出口速度三角形

级的速度三角形法热力计算基于以下一元定常流基本方程，即

连续方程： $q_m=\rho_1 c_1 A_1$ (1)

能量方程： $h_0-h_1=\dfrac{1}{2}(c_1^2-c_0^2)$ (2)

状态方程： $p=RT\rho$ (或水蒸气表) (3)

式中 q_m 为质量流量，kg/s；A 为汽道面积，m²；c 为汽流速度，m/s；h 为比焓 J/kg；p 为压力，Pa；T 为温度，K；ρ 为密度，kg/m³；R 为气体常数。下标：0 为进口；1 为出口。

汽流速度 按能量方程，静叶栅、动叶栅理想出口速度 c_{1t}、w_{2t} 为

$$\left.\begin{aligned}c_{1t}&=\sqrt{2\Delta h_n^*}\\ w_{2t}&=\sqrt{2\Delta h_b^*}\end{aligned}\right\} \quad (4)$$

式中 Δh_n^*、Δh_b^* 分别为静、动叶栅滞止理想焓降，$\Delta h_n^*=h_0+\dfrac{c_0^2}{2}-h_{1t}=\Delta h_n+\dfrac{c_0^2}{2}$，$\Delta h_b^*=h_1+\dfrac{w_1^2}{2}-h_{2t}=\Delta h_b+\dfrac{w_1^2}{2}$。

静、动叶栅实际出口速度为

$$\left.\begin{aligned}c_1&=\varphi c_{1t}\\ w_2&=\Psi w_{2t}\end{aligned}\right\} \quad (5)$$

式中 φ、Ψ 分别为静动叶栅速度系数。

速度三角形 动叶中蒸汽动能转换为轮周功的表现为蒸汽在动叶进、出口处的速度变化。可应用速度三角形来确定两者的定量关系。图 2 表示动叶进口和出口的两个速度三角形合成图形。c 代表汽流绝对速度，w 为汽流相对于动叶通道的相对速度，u 为动叶节圆直径 d_m 上的轮周速度，α 和 β 分别表示绝对和相对汽流出口角；下标 1 代表动叶进口（或静叶出口），2 代表动叶出口。$u=\dfrac{\pi d_m n}{60}$，m/s；n 为转速，r/min。α_1 和 β_2 的取定对于级的通流能力、做功能力及级效率都有直接的影响。在高压级中选用出口角较小的叶型，使叶片高度不致太低，减少端部损失；低压部分的容积流量 Gv 较大，应选用较大出口角的叶型，控制叶高急剧增长。α_1 一般在 12°～20°范围内选定。β_2 的取定，对于冲动级取 β_2 比 α_1 小 3°～5°，其值在 20°～30°之间；对于反动级，动、静叶栅几何尺寸相同，进、出口速度三角形是对称的，即 $c_1=w_2$，$c_2=w_1$，$\alpha_1=\beta_2$，$\beta_1=\alpha_2$。在取定 α_1 和 β_2 时，同一级段内叶片尽量选用相同叶型，以利于制造生产。当 c_1、w_2、u 和 α_1、β_2 确定后，由速度三角形可求得 w_1、β_1 和 c_2、α_2：$w_1=\sqrt{c_1^2+u^2-2uc_1\cos\alpha_1}$，$\beta_1=\arcsin\dfrac{c_1\sin\alpha_1}{w_1}$，$c_2=\sqrt{w_2^2+u^2-2uw_2\cos\beta_2}$，$\alpha_2=\arcsin\dfrac{w_2\sin\beta_2}{c_2}$。

轮周功率 蒸汽在动叶上产生的功率，即 $P_u=Gu(c_1\cos\alpha_1+c_2\cos\alpha_2)$，W。式中 G 为蒸汽流量，kg/s。

速度比 为圆周速度与静叶栅出口速度之比，即 $x_1=\dfrac{u}{c_1}$。它是影响汽轮机技术经济性的一个重要特性参数，直接影响到级的轮周效率和做功能力，还关系到级的直径大小和多级汽轮机中级数的多少。不同级的最高轮周效率所对应的最佳速度比 $(x_1)_{opt}$ 是不同的。在实际应用中，考虑到余速利用和其他结构参数的影响以及采用级速度比 $x_a=\dfrac{u}{c_a}=\dfrac{u}{\sqrt{2\Delta h_t^*}}$ 等原因，速度比的选取均较计算值小，设计时常用的速度比 x_a 的范围为：双列调节级 0.22～0.28，冲动级 0.48～0.52，反动级 0.65～0.70。通常，在设计时选择若干速度比，进行不同方案的热力计算，通过各方案的技术经济比较，确定最佳速度比值。轮周效率与速度比的关系见图 3。

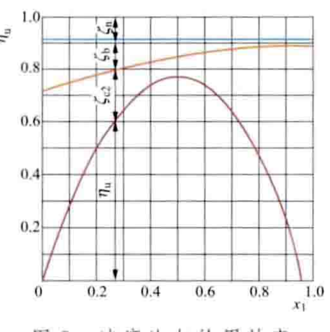


图 3 速度比与轮周效率关系曲线

级的热力过程 其 $h-s$ 图如图 4 所示。图中 p_0、t_0 分别为静叶前蒸汽初压及初温，p_1 及 p_2 分别为静叶出口及动叶出口汽压，Δh_t 为级内理想焓降，Δh_n 及 Δh_b 分别为静叶和动叶中的焓降，$\Delta h_{n\zeta}$ 及 $\Delta h_{b\zeta}$ 分别为静叶和动叶流动损失，Δh_{c2} 则为余速损失。图中上部 Δh_{c0} 为静叶进口汽流初速的能量。由图 4 可得本级轮周有效焓降 $\Delta h_u=\mu_0\Delta h_{c0}+\Delta h_t-\Delta h_{n\zeta}-\Delta h_{b\zeta}-\Delta h_{c2}$。

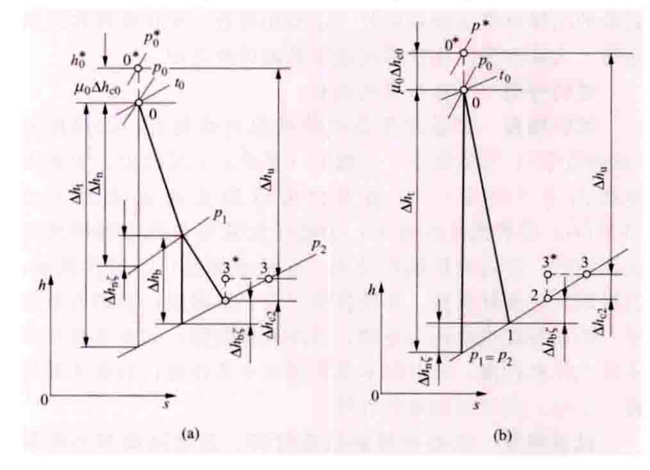


图 4 $h-s$ 图中汽轮机级的热力过程

(a) 带反动度的冲动级；(b) 纯冲动级

级的理想能量 $E_0=\Delta h_t+\mu_0\Delta h_{c0}-\mu\frac{c_2^2}{2}$。本级轮周效率 $\eta_u=\frac{\Delta h_u}{E_0}$。式中 μ_0 和 μ 分别为前级和本级的余速利用系数。

叶栅尺寸的确定　首先确定静叶栅。当静叶前后压比大于或等于临界压比时，选用渐缩喷嘴；当压比小于临界压比但大于 0.3～0.4 时，仍可选用渐缩喷嘴，利用出口斜切部分满足汽流膨胀要求；当压比小于 0.3 时，则需采用缩放喷嘴。因缩放喷嘴效率较低且工况变化时效率变化较大，应尽量避免使用。

渐缩喷嘴中垂直于出口汽流的截面积（见图 5）$A_n=\frac{G_n v_{1t}}{\mu_1 c_{1t}}$，$m^2$。式中 G_n 为静叶进口蒸汽流量，kg/s；v_{1t} 为等熵膨胀下喷嘴出口比体积，kg/m^3；μ_1 为流量系数，过热蒸汽取 0.97，饱和蒸汽取 1.02。

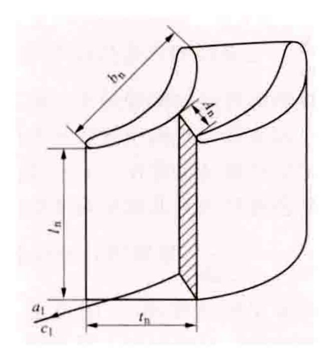


图 5　喷嘴汽道示意图

叶栅平均直径按公式 $d_m=\frac{60u}{\pi n}$，m 计算；静叶高度按公式 $l_n=\frac{A_n}{e\pi d_m\sin\alpha_1}$，m 计算，式中 e 为部分进汽度。当流量较小时，为保证静叶高度不至太小，可只在部分进汽圆弧段布置静叶栅，静叶所占圆弧长度与整个圆周长度之比称为部分进汽度。为了避免鼓风损失过大，取 $e\geqslant 0.25$，同理，动叶出口面积 $A_b=\frac{G_b v_{1t}}{\mu_2 w_{2t}}$，m 及高度 $l_b=\frac{A_b}{e\pi d_m\sin\beta_2}$，m。当忽略动叶顶部漏汽时，可视为 $G_n=G_b$。此外，动叶栅进口高度应比静叶出口略高（称为超高），因此，动叶平均直径常较静叶大。

参考书目

靳智平. 电厂汽轮机原理及系统. 2 版. 北京：中国电力出版社，2006.

qilunji xingneng shiyan

汽轮机性能试验　(steam turbine performance test)

为求得汽轮机实际运行性能而进行的试验。汽轮机性能试验的结果可作为设备验收、定型和改进、优化调整和经济运行、大修和现代化技术改造效果的评价之用。

试验分类　见机组性能试验。

试验项目　试验求得的汽轮机热力性能有：①热耗率（或热效率）；②汽耗率；③能力（夏季）工况出力；④最大连续出力（MCR）；⑤最大出力或最大通流能力出力（VWO）；⑥各汽缸内效率；⑦低压缸效率与排汽容积流量关系曲线；⑧发电机输出功率；⑨给水流量；⑩蒸汽流量；⑪各轴封、阀杆漏量、系统各部分内、外漏量；⑫热力系统中工质在各部位的热力参数；⑬除氧器性能；⑭给水泵及给水泵汽轮机性能；⑮凝结水泵和循环水泵性能；⑯凝汽器特性；⑰高、低压加热器特性等。

试验规程　试验规程对试验时间、系统隔离和不明漏量、试验次数、试验工况的稳定性、汽轮机设备和系统条件、试验观测频率和持续时间及有效读数次数、试验结果计算、修正及与保证值的比较方法、试验结果的误差分析方法、试验报告格式等都做了详细的叙述。为使试验结果达到预期的精度，规程中特别对测点选择和布置，测试仪表的精度、校验（标定）及测量方法，测试系统的配置和安装都有明确规定。

试验程序（步骤）　包括准备工作、试验过程、数据整理和计算、试验结果修正及比较、不确定度计算五个步骤。

准备工作　见机组性能试验。

试验过程　①进行系统隔离，已保证试验热力系统严格按照设计热平衡图规定的热力循环运行；②将机组运行参数调整到额定值或试验规定值，其偏差和波动符合规程要求；③根据试验工况要求调整试验负荷，并在该工况下稳定运行足够长时间；④按规定的观测频率进行记录（或采集），试验持续时间为 1～2h，正式试验结束后进行重复性试验。

通常在正式试验之前应进行预备性试验，以确定机组和系统状况，以及测试系统是否具备进行正式试验的条件，并培训试验人员。

数据整理和计算　首先对观测值进行真实性分析和取舍，然后计算读数的算术平均值并进行仪表零位、水柱高度、大气压力、环境温度、仪表校验值等修正。根据修正后的试验数据进行包括汽水平衡在内的合理性分析，最后按照保证值定义，用压力、温度、流量、电功率的测量值计算试验结果。

试验结果修正及比较　试验结果必须修正到设计条件，以便在相同的条件下与设计值进行比较。偏离规定运行条件的修正可以分为两类：第一类包括主要影响给水加热系统和发电机运行参数的修正（系统修正）。这类修正采用热平衡计算或查修正曲线方法进行。第二类修正包括对汽轮机性能有主要影响参数的修正（参数修正）。这类修正用相应的修正曲线（一般由制造厂提供）进行。根据试验前商定的试验结果比较方法（有阀点基准、节流阀基准、规定负荷基准等）将修正后的试验结果与保证值进行比较。例如：试验低压缸效率的修正与比较应根据试验求得的低压缸效率与排汽容积流量关系曲线（或用制造厂提供的曲线），以及低压缸效率与低压缸进汽焓（或压力和温度）关系曲线（通常由制造厂提供），把试验低压缸效率修正到设计条件并与设计值进行比较。

不确定度分析　见机组性能试验。

qilunji yepian yonggang

汽轮机叶片用钢　(steel for turbine blade)

汽轮机中动叶片用钢和静叶片用钢的总称。汽轮机叶片受高温高压蒸汽的作用，工作中承受较大的弯矩，高速运转中的动叶片还要承受很高的离心力；处于湿蒸汽区的叶片，特别是末级，要经受电化学腐蚀及水滴冲蚀；动叶片还要承受很复杂的激振力。因此，叶片用钢应满足以下要求：①足够的室温、高温力学性能和较高的持久强度和蠕变性能；②高的抗振动衰减能力；③高的组织稳定性；④良好的耐腐蚀和抗冲蚀能力；⑤良好的工艺性能。

叶片材料　主要为含 12%～13%Cr 的合金钢，具有较高的韧性、热强性能，良好的加工性能、耐腐蚀性能，较高的抗振性能。1Cr13、2Cr13 等可用于工作温度小于或等于 450℃ 的叶片。温度超过 500℃，需采用在 12%Cr 的基

础上，加入Mo、W、Nb、Ni、V、N等合金元素进行多组元强化的钢：如1Cr11MoV钢用于工作温度小于或等于540℃的叶片，1Cr12WNiMoV用于工作温度小于或等于580℃的叶片，2Cr12WMoNbVB钢用于590℃以下的高温区叶片。在超临界、超超临界机组汽轮机上使用的大多为Mo、W、Nb、Ni、V、N多元合金元素强化的12%～13%Cr耐热钢，如2Cr12NiMo1W1V、1Cr11Co3W3NiMoVNbNB、X22CrMoV12-1、X19Cr MoNbVN11-1等。在某些工作温度小于或等于400℃和要求抗腐蚀性不高的过热蒸汽区工作的叶片，可用一些低合金钢制作叶片以降低造价，如25Mn2V、20CrMo及24CrMoV等。在湿蒸汽区工作的叶片需用抗腐蚀性高的钢，并随着使用温度的提高及叶片尺寸的加大要使用高温强度更高的叶片用钢。大容量机组末级叶片因其尺寸大所以受离心力大，采用含12%Cr或15%Cr的高屈服强度的钢，如1000MW超超临界机组的末级叶片用钢1Cr12Ni3Mo2VNbN、1Cr12Ni2W1Mo1V、X5CrNiCuNb16-4等，其中X5CrNiCuNb16-4的屈服强度不低于930MPa。更先进的将采用密度小、强度高的材料，如钛合金材料TiAl6V4和TiAl7Mo4等，以及正在研究采用的碳化物或玻璃纤维增强塑料作为末级长叶片材料，后者密度仅为钢的1/4。

叶片的表面强化　末级叶片和次末级叶片，尤其在叶片上部进汽侧背弧处有严重的水冲蚀损坏问题，解决的方法是进行表面强化，如镶焊司太立合金片、热喷涂、表面淬硬、电火花强化等。其中以司太立合金片的抗水冲蚀效果最好。(见金属强化)

qilunji yichang gongkuang yunxing

汽轮机异常工况运行

(abnormal conditions operation of steam turbine)　汽轮机偏离设计允许工况下工作。汽轮机在异常工况下运行会引起汽轮机内部热力过程改变，运行效率下降，部件工作应力增加，使用寿命损耗增加。通常汽轮机异常工况运行有以下几种情况：①进汽参数偏差大；②低真空运行；③通流部分结垢；④缺级运行；⑤回热加热器故障停运。

进汽参数偏差大　蒸汽参数偏离设计允许范围，且短期不能恢复正常值的工况。这种工况下应注意：①汽轮机进汽部件及通流部分工况的变化；②关键部件承受应力的变化。初压初温升高会造成进汽管道、主汽阀等部件工作应力增加及材料机械性能降低，在低负荷时还会引起调节级过负荷。初压初温降低，在额定功率下，蒸汽流量增大将引起汽轮机轴向推力增加和末级叶片过负荷。

低真空运行　汽轮机在真空降低的工况下工作。夏季循环水温高、循环水量不足、真空系统严密性差、凝汽器铜管脏、停半侧清洗等会引起汽轮机排汽真空降低，在汽轮机出力不变的情况下，蒸汽流量增加，会造成某些级过负荷和轴向推力增加。因此在汽轮机排汽真空下降时，应限制出力，控制进汽量不得超过制造厂规定最大连续出力时的蒸汽流量。真空严重恶化时，排汽缸温度升高，还会引起坐落在排汽缸上的轴承工作条件改变，使轴承振动加大。

通流部分结垢　品质不良的蒸汽进入汽轮机后，不同的杂质就会在不同部位析出，造成通流部分结垢。通流部分结垢会使通流面积减少，通流阻力增加，监视段压力升高，隔板前后压差增加，级反动度增加，严重时还会由于隔板挠度过大发生动静部分摩擦和推力轴承过负荷损坏。通流部分结垢还会改变汽轮机各级最佳焓降分配，增加喷嘴和叶栅通道壁面的粗糙度，降低汽轮机运行效率。配汽机构上结垢，还会造成阀门关不严，后果更加严重。火力发电厂应严格进行水、汽监督，保证新蒸汽品质符合规定标准（见水汽质量标准），防止通流部分结垢。一旦发生结垢，应加强监视段压力、推力轴瓦温度的监视。严重时要限制出力，尽快制定措施，进行带负荷清洗。

缺级运行　汽轮机在某级叶片缺少的工况下工作。在某级叶片发生严重损坏，短期又无法更换新叶片时，常常采取拆除全级叶片，保留隔板运行。在该运行工况下，该级效率为零，功率为零，自喷嘴出来蒸汽动能全部转换为热能，后面各级温度升高。当隔板因损坏而拆除时，必须同时拆除该级叶片，以防止轴向推力过大。另外拆除该级后，将导致前一级过负荷，应限制流量，降低出力，保证前一级压差值不超过设计值。汽轮机缺级运行工况远远偏离设计工况，必须进行该工况下通流部分热力和强度计算，根据计算结果提出限制出力、流量数值，以及监视段压力和温度控制指标。

回热加热器故障停运　回热加热器因故障而停运，在这种工况下运行，机组运行的燃料耗量会增加，机组的经济性会降低。当汽轮机出力不变时，切除任何一个加热器或加热器组，都将导致后面各级蒸汽流量增加和汽轮机末级过负荷。切除部分回热加热器运行，应在制造厂规定的相应负荷限值和监视段压力限值内进行。

qilunjiyou

汽轮机油

(turbine oil)　具有适宜黏度、抗氧化能力以及抗乳化能力等的用于汽轮机、水轮机、燃气轮机、汽轮发电机、调相机等高速转动机械的润滑及液压传动油品的总称，又称透平油。按组成可分为不含添加剂的汽轮机油和含有添加剂的汽轮机油。按其特性可分为抗氧防锈汽轮机油、抗氨汽轮机油等。

汽轮机油的功能主要是：①保证轴承及变速器齿轮的流体动力润滑，减少起动、运行和停机过程中的磨损；②带走轴承产生的热量；③在液压控制系统中作为液压力的传递介质。

对汽轮机油性质的要求除一般理化性能外，主要有：①适宜的黏度及黏温特性（应根据机械转速和轴承结构及荷载加以选择，一般运动黏度为29～51mm²/s)，以保证良好的润滑性能；②良好的氧化安定性，以保证有较长的使用寿命；③具有一定的抗乳化和油水分离能力，减少因机组油系统进汽进水造成油乳化而破坏润滑性能；④具有良好的空气释放性和抗泡沫能力，避免油品通过管线、轴承、齿轮时因压力下降析出气泡，形成泡沫，而影响润滑和液压动作；⑤具有良好的防锈性能，减少因渗入空气和水分而引起金属锈蚀；⑥闪点和自燃点高，可减少因油系统泄漏造成的火灾危险。

为改善上述各项性能，通常在炼制过程或使用之前向汽轮机油中加入各种添加剂，如防锈剂、抗氧化剂、抗泡沫剂、破乳化剂、抗磨剂等。

20世纪20年代，随着汽轮发电机组的发展，开始有深

度精制汽轮机油问世。由于这种油的氧化安定性不好，30年代左右开发了添加抗氧化剂及防锈剂的技术，使油质产生了突变，又合成了抗燃汽轮机油，用于军事装备。其后在添加剂及合成产品方面不断得到发展。50年代研制出抗压性能优异的汽轮机油，用于船舶汽轮机。70年代以来，随着化肥工业的发展，促进了抗氨汽轮机油的开发。80年后又开发出催化加氢精制的汽轮机油，进一步提高了汽轮机油的抗氧化性能。

qilunji youxitong

汽轮机油系统 (steam turbine oil system) 供给汽轮发电机组工作用油的一组设备。油系统的作用是供给调节、保安、轴承润滑、顶轴以及发电机密封等系统用油。运行中供油中断会造成设备损坏，系统漏油会引起火灾，油压波动会导致调节系统的不稳定，所以油系统必须可靠。油系统的类型有定容泵供油系统、离心泵供油系统和高压供油系统，按工质又可分为汽轮机油油系统和抗燃油油系统。汽轮机油系统一般由油箱、油泵、注油器、冷油器、滤油器、排油烟机、阀门和管道等组成(见图1)。在抗燃油油系统中还设有蓄能器和油净化装置等(见图2)。

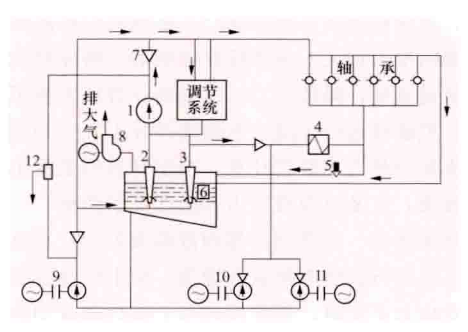


图1 汽轮机油油系统图

1—主油泵；2—1级注油器；3—2级注油器；4—冷油器；5—溢油阀；6—油箱；7—止回阀滤油器；8—排油烟机；9—交流起动油泵；10—交流润滑油泵；11—直流事故油泵；12—起动排油阀

油箱为油系统储油装置，还具有分离油烟、水分和过滤杂质等作用。油箱的容积应足够大，油系统全部油每小时在油箱中的循环次数称循环倍率，一般为8～12。主油泵为主要供油设备，为保证离心式主油泵工作的可靠性，入口必须为正压，为此在油箱内设有注油器（以油为工质的喷射泵）或油涡轮泵，向主油泵入口供油。此外还配备有用于机组起动的交流电动起动油泵或汽动油泵、停机时或停机后供给润滑油的交流电动润滑油泵和在厂用电消失事故情况下的直流电动润滑油泵。冷油器是降低润滑油温的表面式冷却设备，以使轴承进油温度为38～45℃。为保证油质，设有滤油器和油净化装置。在抗燃油系统中设有蓄能器以满足汽轮机调节系统瞬时动作大量用油的需要。压力油管可以套在回油管内或外设护套，回油管应向油箱倾斜，使油自流返回油箱，高压抗燃油管路多采用不锈钢管，以防锈蚀。

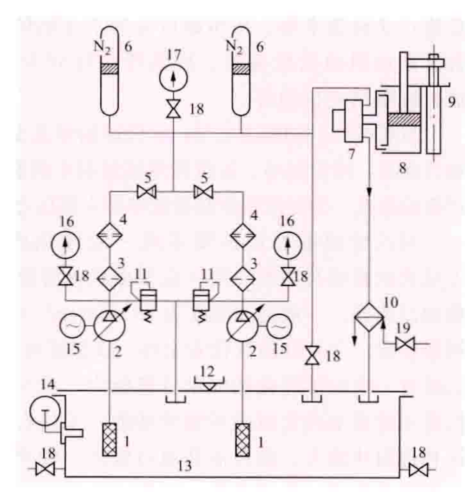


图2 高压抗燃油油系统图

1—滤网；2—高压轴向注塞泵；3—粗滤油器；4—精滤油器；5—止回阀；6—蓄能器；7—电液伺服阀；8—高压油动机；9—线性差动变压器；10—冷油器；11—溢油阀；12—空气过滤器；13—油箱；14—温度计；15—交流电动机；16—压力表；17—电接点压力表；18—针阀；19—闸阀

qilunji youxitong yunxing

汽轮机油系统运行 (operation of steam turbine oil system) 分润滑/顶轴油系统和液压油系统运行。汽轮机运行中，润滑/顶轴油、液压油等油系统必须保持可靠运行，如出现供油中断，会造成汽轮机调节失控、汽轮机跳闸、设备损坏等事故。

润滑/顶轴油系统运行 主要任务是向汽轮发电机组的各轴承提供合格的润滑、冷却油；在汽轮机静止或盘车状态，投入顶轴油，在各个轴颈底部建立油膜，托起轴颈，使盘车顺利投入或正常运行；为液力盘车马达提供动力油；为发电机密封油系统提供稳定可靠的油源。

运行监视和操作项目有：①油压、进油温度、回油温度正常；②投入油净化装置，定期化验油质正常；③主油箱油位、负压正常；④定期检查系统无漏油；⑤定期完成低油压备用泵自起动、事故油泵自起动等试验。

液压油系统运行 液压油系统是一个全封闭定压系统，工质是抗燃油。系统的主要任务是向汽轮机调节系统的液力控制机构提供动力油源，以及向汽轮机的保安系统提供安全油源。不同机组，调节系统和安全系统采用的压力有所不同。

运行监视和操作项目有：①油压、油温正常；②油箱油位正常；③蓄能器压力正常；④投入净化系统运行，定期化验油质正常；⑤呼吸器硅胶颜色正常；⑥净化系统滤网差压正常。

qilunji zhaozheng

汽轮机找正 (alignment of shaft and shell) 测量并调整汽轮机各转子之间的中心偏差在合格范围，使各条转子中心线形成连续无折点的曲线；测量并调整汽轮机各静止部件与轴系中心偏差在合格范围。汽轮机找正的目的有两个：①在新机安装时，调整机组各转子中心与设计轴系中心一致，并在保证汽轮机安全可靠运行的前提下，调整各静止部件与转子按要求对中，调整动静间隙至可能的最小值；②机组检修时，消除机组运行后质量不平衡、安装不良等因素对轴系中心的影响，并将各转子中心偏差调整至合格范围，使汽轮机各静止部件的对中情况恢复至最佳状况。汽轮机中心不正，联轴器连接后形成应力、附加扭矩及循环弯曲应力，会造成机组振动增大，容易发生动静碰磨，严重者会造成设备损坏，影响机组安全运行。

新机安装与机组检修时的汽轮机找正不同。新机安装时，在确定汽轮机组的安装基准轴线后，以该线为基准，进行轴承座、汽缸、转子就位时的初步找正。待转子就位后，考虑轴系扬度的要求，将各转子之间的中心偏差调整至符合规定，再以转子中心为基准，对汽缸、隔板、汽封等部件进

行精确找正。机组检修时，复测轴系各条转子的中心偏差并调整至符合规定，复测隔板、汽封、汽缸与转子之间的中心偏差并调整至符合规定。

汽轮机找正要考虑以下几点：①汽轮机运行时轴承油膜厚度及造成偏心的影响；②汽轮机受热膨胀后对转子、静止部件支撑高度的影响；③低压缸受真空及凝汽器内循环水、凝结水重量影响后汽缸位置的变化；④汽缸和转子扬度的要求、各轴承的承载分配、联轴器预留张口、转子高差的状态等。

汽轮机找正包括汽轮机轴系找正和静止部件找正。

汽轮机轴系找正　通过测量汽轮机两相邻转子对轮中心偏差来确定转子中心的偏差，调整轴承的垂直、水平位置来改变转子中心，控制转子中心偏差在合格范围。用联轴器将各转子连接，使各转子的中心线形成一根连续的轴线，以此减小中心不正造成的周期性交变作用力的影响，降低机组振动。在汽轮机轴系找正时，要整体考虑各个转子的调整量，避免大范围调整。汽轮机轴系找正前，应充分盘车，减小转子自然挠曲对测量精确度的影响。汽轮机轴系找正可以用塞尺测量对轮中心偏差进行找正，也可以用百分表测量对轮中心偏差进行找正。

静止部件找正　测量汽轮机各静止部件中心与轴系中心的偏差，调整汽轮机各静止部件的位置，使汽轮机静止部件与轴系中心的偏差值在合格范围，以保证静止部件与转子最佳的安装间隙。静止部件主要包括汽缸、隔板（静叶）、隔板套（静叶持环）、汽封套、轴封套等。静止部件找正可以拉钢丝模拟轴系中心来测量找正，调整假轴的转动中心与轴系中心吻合来测量找正，还可用转子为基准来测量找正。

qilunji zhuanzi

汽轮机转子　(steam turbine rotor)　由主轴、叶轮或转鼓、动叶片、联轴器等汽轮机旋转部件组成的组合体，简称转子。转子是汽轮机中最精密、最重要的部件之一。

转子工作时高速旋转，它除了要转换能量、传递转矩外，还要承受动叶片、叶轮及主轴上各零部件质量所产生的离心应力及温差引起的热应力等。因此，转子要选用高强度和高韧性的金属材料，在高温区还要选用耐热高强度材料。为了提高通流部分的效率，转子与静止部件间要保持较小的相对间隙。设计转子时，转子上各零部件需作强度、振动计算；整个转子需作临界转速、扭振固有频率、抗异常工况扭矩冲击强度、转子寿命损耗和轴系稳定性等一系列计算考核；转子加工前后都要在热箱中模拟热状态进行旋转以消除残余应力；转子出厂前要进行高速动平衡，即在动平衡机上用加装平衡块的方法来达到转子的动平衡，以保证转子运行的稳定性和可靠性。

大型再热汽轮机的转子一般由高压转子、中压转子和低压转子三部分组成，彼此之间用联轴器连接，分别置于高、中、低压汽缸内（见汽轮机本体）。也有高、中压合缸结构的机组，其高、中压转子组合为一根，称作高中压联合转子。

汽轮机转子按结构分为套装转子、整锻转子、焊接转子三种基本形式（见图1）。有时也采用整锻-套装式转子或整锻-焊接式转子。

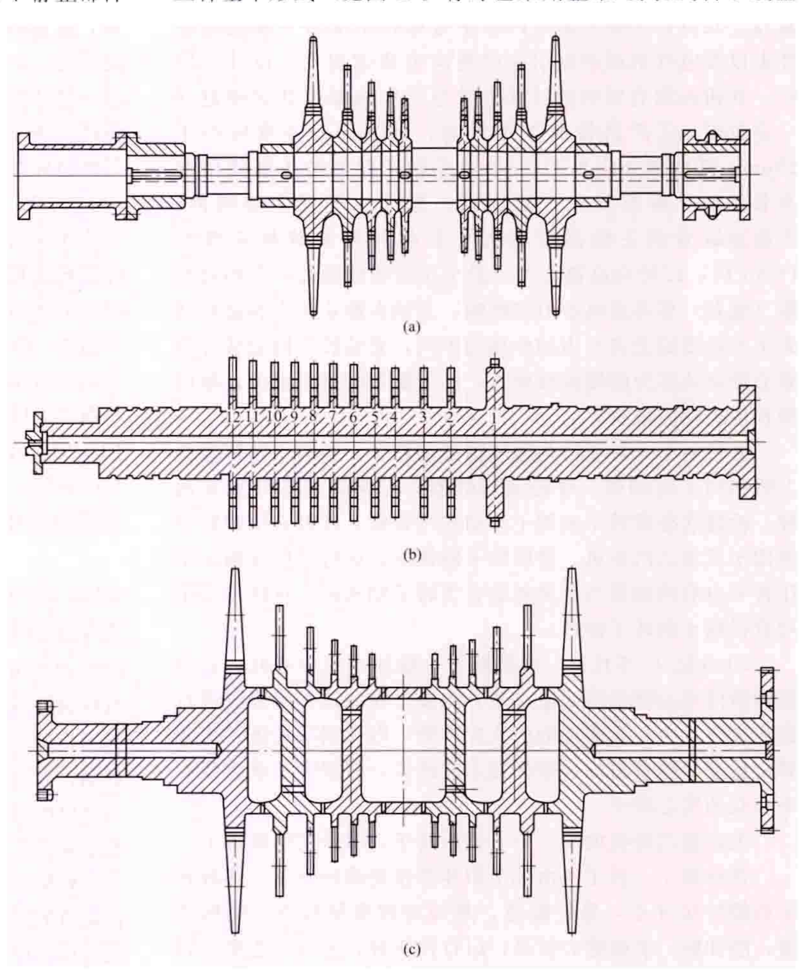


图1　转子剖面图

(a) 套装转子；(b) 整锻转子；(c) 焊接转子

主轴（或称大轴）是支持汽轮机转子在轴承中旋转的部件。主轴的概念来自套装转子。整锻转子和焊接转子的叶轮（或转鼓）和主轴成为一个整体。

套装转子　轮盘采用热套方式装配的转子。一般用于中、低压转子，工作温度不大于400℃。对于承载力较大的低压级叶轮，多采用端面径向键的结构型式。套装转子的锻件尺寸较小，各零件可同时加工，制造周期短，工艺简单，造价低；但其零件加工、装配工作量大，转子刚性差，轮孔应力大，承载能力较低，运行灵活性较差。现代汽轮机已较少采用。

套装转子的主轴如图2所示。为了在主轴上方便地套装叶轮和联轴器等零件，主轴做成阶梯形，中间直径最大，两

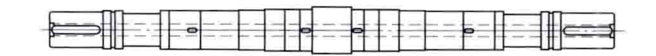


图2　套装转子的主轴

侧的直径逐级减小，对应于各套装零件的位置在轴上开有键槽。

汽轮机主轴在高温高压蒸汽中高速旋转，要承受扭矩、离心力、热应力，还有自重和蒸汽推力，工作条件苛刻。除对其材质（见汽轮机转子用钢）有严格要求外，尚需注意以下几点：①要考虑电网非正常运行工况对主轴的扭矩冲击以及电气机械谐振引起的扭应力疲劳损伤；设计主轴时，其扭振固有频率的计算值应与工作频率及其倍频避开一定范围；②严格控制加工误差，轴颈部分晃度应小于20μm，其他部分应小于50μm；③转子起停时正确使用盘车装置和严格控制上下缸温差，避免主轴发生热弯曲；④超速试验前主轴温度应大于其材料的韧脆转变温度（FATT），以防在高离心力下发生主轴脆性断裂；⑤相对膨胀（胀差）要考虑离心力的影响。主轴在静止状态和旋转状态下的长度因受离心力的作用而不同，套装转子因套装件有紧力使套装部分的轴弹性伸长，高速旋转时紧力减少，轴的伸长值也相应减少。

整锻转子　转子体为整体锻造的转子。在转子整体锻件上机械加工出轴颈、叶轮和联轴器，有轮盘式和转鼓式两种。轮盘式整锻转子多用于冲动式汽轮机，转鼓式整锻转子多用于反动式汽轮机。整锻转子刚性好，运行适应性强。中压转子也有将整锻与套装相组合为转子结构的，这样可以采用直径较小的转子锻件。

20世纪90年代前，整锻转子一般加工有中心孔，旨在控制锻件中心部位的锻造质量，也便于在制造和检修时进行探伤检查。中心孔两端的堵头应严密，以免润滑油进入引起异常振动。随着冶炼和探伤技术的进步，整锻转子成为没有中心孔的实心转子。

大容量汽轮机的高、中、低压转子，多采用整锻转子。

焊接转子　转子体由几个锻体焊接而成的转子。焊接转子的锻件尺寸小，易于锻造、热处理和质量检查，结构紧凑，刚性好，承载能力较高，运行性能好，但对工艺要求较高。阿尔斯通公司反动式汽轮机的高、中、低压部分都采用焊接转子。随着结构设计的完善，焊接材料和技术的发展，以及大锻件供货困难的限制，焊接转子被广泛地应用于大型汽轮机，尤其是核电汽轮机中。

qilunji zhuanzi yonggang

汽轮机转子用钢　(steel for turbine rotor)　汽轮机主轴、叶轮等用钢的总称，均为锻件。小型汽轮机转子由主轴及叶轮组成。大型汽轮机组一般有高压、中压及低压转子。大多使用整锻件，叶轮由整体锻件上切削加工而成，但低压转子末几级叶轮多采用套装结构。中国200MW及以下机组低压转子也有一些采用焊接制造，700℃机组转子也在研究采用焊接转子。高、中压转子在较高温度和较高应力（超超临界机组达600℃和25MPa）下运行，低压转子运行温度和压力均较低，故低压转子的选材与发电机转子相近。高、中压转子锻件用钢要求为：①高强度。除要有较高的室温强度外，还要有高的高温持久强度和高温蠕变强度。②高的抗疲劳能力，特别是良好的低周疲劳性能，以便适应机组的调峰工况。③良好的塑性和韧性。④低的韧脆转变温度，以便在机组冷态起动中减少脆性断裂的危险。⑤一定的抗汽水腐蚀能力。⑥优异的淬透性，以使转子整个截面上获得均匀的组织和力学性能，保证心部无自由铁素体析出。⑦焊接转子用钢要有良好的焊接性。⑧锻件在最终热处理后，残余应力要低。

汽轮机高、中压转子用钢的碳含量高于锅炉高温部件用钢，通常向钢中加入Cr、Mo、V、W、Nb等合金元素以提高强度，加入Ni、Cr以提高淬透性，而焊接转子用钢碳含量一般不超过0.20%～0.25%。转子锻件一般采用钢包精炼或电渣重熔以提高锻件的冶金质量，不得有白点、裂纹和其他超标缺陷。200MW及以下机组常用的高压转子用钢有30Cr2MoV（27Cr2MoV）、21CrMoV、30CrMoV，300、600MW亚临界/超临界参数汽轮机高、中压转子普遍使用30Cr1Mo1V，焊接转子用17CrMo1V以及25Cr2NiMoV等。600℃左右超超临界参数汽轮机高、中压转子则采用10%Cr型的马氏体耐热钢，如X12CrMoWVNbN10-1-1、14Cr10NiMoWVNbN、15Cr10NiMoWVNbN等；630℃左右超超临界参数汽轮机高、中压转子则采用含Co、W的12%Cr型钢，如12Cr10Mo1Co1VNbN（FB2）、12Cr10Co3W2VNbN（新12Cr）等；700℃左右超超临界参数汽轮机高、中压转子则采用镍基合金或高镍合金。

qilunji ziqiting kongzhi

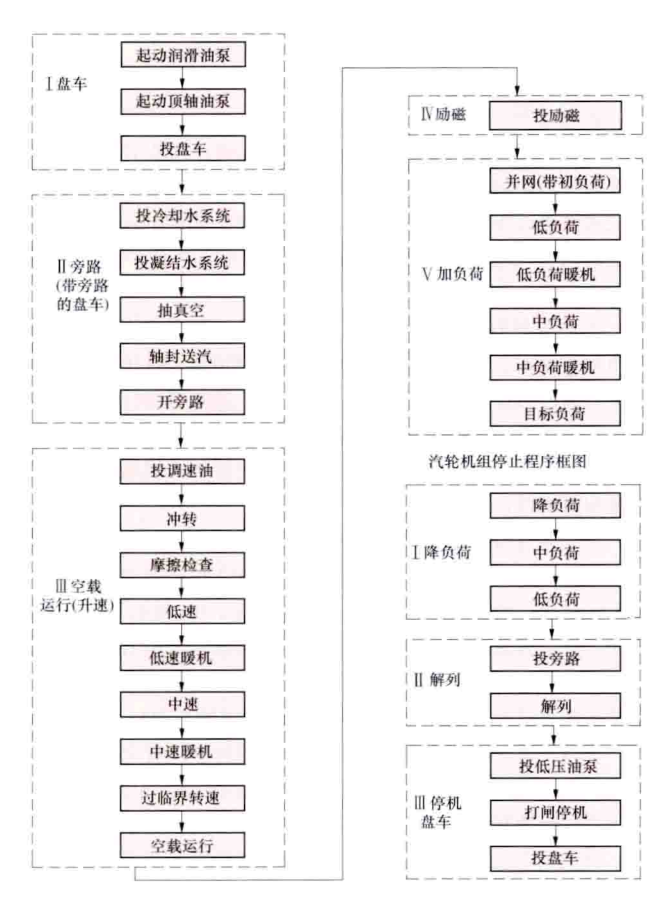
汽轮机自起停控制　(turbine automatic start-up and shut-down control)　根据汽轮机运行参数及热应力指挥汽轮机控制系统及其他有关控制系统，共同完成汽轮机的起动、并网、带负荷、停止和安全经济运行过程的自动起动和停止的控制。大型汽轮机组系统复杂，在起动和停止过程中还要涉及发电机的操作，操作量大，且要求彼此之间密切配合。如果全部依靠人工进行，不仅劳动强度大，而且很难及时完成，会延长汽轮机组的起停过程，甚至发生误操作。为保证安全、缩短汽轮机的起停过程时间，大型汽轮机组均设计有顺序控制系统，通过该顺序控制系统对润滑油系统、盘车系统、冷却水系统、控制油系统、凝结水系统、真空系统、轴封系统、汽轮机疏水系统、汽轮机液压起动系统、发电机氢冷系统、发电机水冷系统、汽轮机组自动升速系统、励磁系统、发电机准同步系统、汽轮机自动升负荷系统等辅助系统进行控制。

汽轮机组正常情况下的起动过程一般分为5个程序段，14个步骤；汽轮机组的停机过程分为3个程序段，8个步骤。具体框图如图所示。

汽轮机的起停过程包括滑参数和定参数两种运行方式。（见机组起动）

由于在起、停过程中各项参数变化很大，所以在自起停控制系统中引入了多项保安判据，包括转子应力、缸壁温度、胀差、振动、偏心度、轴向位移、真空、油压、油温等。当这些判据越限时，由逻辑控制部分进行处理，发出指令，使机组向安全方向转移，保持或降速（降负荷）。

汽轮机自起停控制包括开关量控制和模拟量控制两大部分。从控制方式上分，则有闭环控制与顺序控制两大部分。闭环控制控制汽轮机转速与负荷；顺序控制则控制汽轮机的整个工艺过程，在不同的阶段发出相应的指令，包括各辅助系统的切投、工况的切换及闭环控制系统的投入或退出，同时还需与锅炉及发电机协调。



汽轮机组起、停程序框图

qimen kuaikong jishu

汽门快控技术 (early valve actuation) 在电网故障情况下用快速关闭汽轮机调节汽阀的方法提高电网暂态稳定性的一种措施。该项措施一般用电液式控制系统实现。见瞬间甩负荷快控保护。

qiqi rejiaohuanqi

汽-汽热交换器 (biflux heat exchanger) 利用过热蒸汽加热再热蒸汽的热交换装置，用于再热汽温的调节。过热蒸汽在管内通过，再热蒸汽在管间流动，一般用旁通阀改变流经汽-汽热交换器的再热蒸汽流量达到调节再热汽温的目的（见图1)。这种调温方式多用于再热器全部布置在对流区，且过热器系统具有明显的辐射特性的情况。其缺点是旁通阀泄漏直接影响调温效果，并且结构复杂，布置困难，金属耗量大，调节惰性大等，因而使用不广泛。按其结构分为管式（分散式）和筒式（集中式）两种。

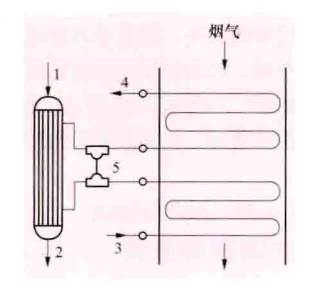


图1 汽-汽热交换器布置系统

1—过热蒸汽入口；2—过热蒸汽出口；3—再热蒸汽入口；4—再热蒸汽出口；5—三通阀

管式汽-汽热交换器（见图2） 采用管套管结构，外套管管径159～219mm，内装多根 $\phi32$～$\phi42$ U形管。这种结构已很少使用。

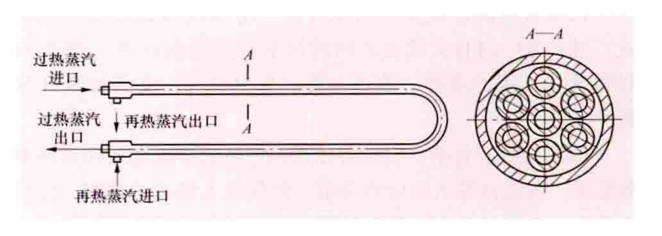


图2 管式汽-汽热交换器

筒式汽-汽热交换器（见图3） 在 $\phi800$～$\phi1000$ 的圆筒内装置蛇形管，再热蒸汽在筒内多次横向迂回流动，与管式汽-汽热交换器相比具有更高的换热系数，金属耗量减少约45%。为扩大再热汽温的调节幅度，在额定负荷时，进入汽-汽热交换器的再热蒸汽量不宜过大，一般取再热蒸汽额定流量的20%～30%。

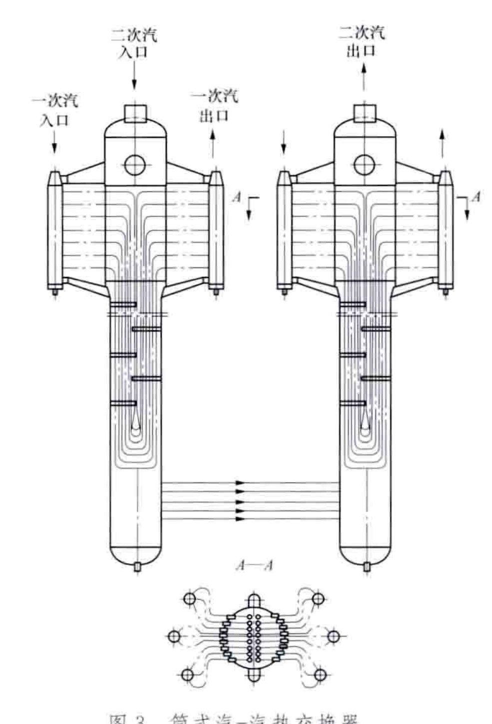


图3 筒式汽-汽热交换器

汽-汽热交换器也可以采用管套管的三流式热交换器形式布置在烟道内，过热蒸汽在内管中流过，再热蒸汽在套管间流动，管外受烟气加热，再热蒸汽同时受到管外烟气和管内过热蒸汽的加热，改变过热蒸汽流量即可调节再热汽温。但对制造工艺要求较高，且穿墙管数量增多，使用得不多。

qishui guandao

汽水管道 (steam and water piping) 承载火电厂蒸汽、水等介质输送的设施，由管子、汽水管道附件、流量测量装置、管道支吊架和保温材料等组成。

汽水管道设计时需符合设计标准和技术规范的要求，应选材正确，布置合理，使流体阻力小，补偿良好，造价低廉，安装维护方便，整齐美观，无水冲击和共振，并符合施工工艺要求。

中国多数火电厂的管道设计由电力设计机构完成，由施工单位在现场加工配制、安装。随着管道工厂化的推进，主蒸汽、冷热段再热蒸汽及主给水等“四大管道”已逐渐向工厂化发展。预计将由专业管道加工厂对设计院的单线布置图进行转化，形成管道安装图并配制管道、弯头、支吊架等，再运输到现场由施工单位安装。

汽水管道设计根据热力系统、厂房结构和设备布置的特点，对火电厂内有关设备之间的汽水管道进行计算、规格和材料选择、附件选择、管道布置、保温设计、支吊架设计等相关工作。

（1）计算。包括：①应力计算。对高温高压管道和其他重要管道，需进行管系的应力分析，使管道上各点的热胀、冷缩应力限定在钢材允许的强度范围内，并确认管道施加到所连接设备上的作用力和力矩在允许的限度以内。管道的应力分析和验算需符合有关的规程规范。当对火电厂有特殊要求时，需对主要管道进行地震分析计算或汽锤分析计算。对于安全阀排汽管道，需对排汽时产生的振动、反力、噪声提出安全技术措施。②水力计算。对管道沿程阻力降有要求的管道系统需进行水力计算，以保证在管道的终端有符合要求的参数。

（2）规格和材料选择。根据汽水管道的设计压力、介质流量和推荐的流速计算管径和壁厚，按照有关管道的规范标准选定。对大容量机组，还应对主蒸汽、再热蒸汽等管道进行优化计算，综合材料投资和运行费确定最经济的管径和根数。

根据介质的压力和温度分别选用符合标准规定的材料，包括普通或优质碳素钢、低合金钢、耐热合金钢或符合介质特性的其他材料等。超（超）临界压力机组高温管道应采用高铬钢或奥氏体钢；化学除盐水管道采用衬胶碳钢、不锈钢或其他非金属的耐腐蚀材料。随着火电机组的蒸汽参数由超高压、亚临界向超临界、超超临界发展及机组容量的不断扩大，耐热合金钢材的开发和应用，尤其是材料的热强性能、抗高温腐蚀和氧化能力、冷加工和热加工性能等已成为关键问题。

（3）附件选择。根据输送介质的种类、系统、参数、通径和管道布置要求选择。应采用符合标准、成熟的产品，尽可能减少品种和规格。

（4）管道布置。需结合设备布置、建筑结构、各类管道、电缆桥架等统一规划，一般要求管道走向与主厂房轴线相一致，有必要的净空距离。满足应力、位移、冷紧等设计要求，便于管道及附件的安装和运行维护，不妨碍设备的起吊、检修及运行通道。水平管道的布置需设计合适疏放水坡度。应满足设备和管道附件的特殊设计要求，如流量测量装置、汽轮机旁路阀的前后留有适当直管段。

（5）保温设计。减少管道的散热损失，满足防冻、防结露和其他防护工艺的要求。保温标准和计算按保温有关规定执行，保温材料选用具有良好隔热性能的轻质无机材料。（见保温）

（6）支吊架设计。管道应进行荷载、热位移计算，合理选择支（吊）架型式和间距，保证管道安全稳固运行。

qishui guandao fujian

汽水管道附件　(steam and water piping fittings)

保证汽水管道正常工作的零部件及连接装置。包括阀门、弯头及弯管、三通、异径管、堵板、法兰组件和热膨胀补偿器等部件，各有特定的功能，与管道共同构成完整的管道系统。附件的规格、机械性能、参数需符合国家标准和管道要求的技术规范。应具有互换性，便于安装和维修。

阀门　对汽水管道系统中所载流体实施开启、关断或调节功能的装置。按功能可分为：①关断阀。用于开启或截断流体通路，型式有截止阀、闸阀、球阀和蝶阀等。②调节阀。用于调节流体压力、流量，型式有调节阀、节流阀、减压阀和浮球调节阀等。③止回阀。用于阻止流体的逆向流动，型式有升降式、旋启式等。④分流阀。用于分配流体的去向或两相流体的分离，型式有多通阀、疏水阀等。⑤安全阀。用于锅炉、压力容器或管道超过允许压力时释放压力，型式有弹簧式、重锤杠杆式和隔膜式等。⑥多用阀。具有一种以上功能的阀门，如截止止回阀，既能起截流作用又能起止回作用。汽水系统设计中，应按功能要求选择所需阀门的类型。

不同类型的阀门结构各异，部件的材料根据其工作参数和介质种类确定。对阀门的技术要求是安全可靠，性能良好，且具有较高的可控性。阀门与管道的连接方式有螺纹连接、法兰连接和焊接三种。螺纹连接常用于低温低压管道，法兰连接常用于中、低压管道，螺纹和法兰连接便于拆卸。焊接有良好的强度和严密性，通常用于高温高压管道。

弯头及弯管　用于改变管道走向的弯曲管段。弯曲半径等于管径1～1.5倍的管段称为弯头，一般在工厂按压力等级采用锻压、热压、铸造等方法制作，通常有45°、60°和90°等角度的产品，高压管道还根据实际角度订货。低压管道也有采用焊接方法制作弯头。弯曲半径等于管径3～5倍的称为弯管，采用直管段在现场或工厂制作，根据需要制成不同的弯曲角度。

三通　在主管道上用以引接支管的部件。主管和支管直径相同的，为等径三通；主管和支管直径不同的，为异径三通。按压力等级和制造工艺，有热压三通、锻制三通和焊制三通等。

在支管与主管连接处，通常采用与主管强度相等的补强措施，仅对低温低压管道的主管有强度余量时可不补强。

异径管　在管道中用于连接不同管径的部件，俗称大小头，有同心和偏心两类。低压管道可采用焊制异径管，高、中压管道的异径管用钢管模压产品。

堵板　用于隔离管路系统的部件。通常采用法兰、焊接或插板方法安装在管道末端。用于永久隔离的堵板与法兰盖、封头有相似作用；用于水压试验隔离等作用的中间堵板，按压力等级采用回转堵板或堵板阀。

法兰组件　用于连接管道、阀门和设备的组合件，由法兰、垫片和螺栓等组成。法兰连接便于拆卸，但严密性较差，多用于中、低压管道。

补偿器　用于吸收管道热胀冷缩伸缩量的部件。如因温度变化的管道伸缩量产生过大位移的附加作用力，将影响管道和设备的安全。通常采用管道自身弯曲或扭转的弹性变形能力自补偿。当自补偿不能满足需要时，需在管道的适当部位装设补偿器。一般采用Π型或Z型管段补偿，中低压管道的补偿器有波纹管型、套筒式和柔性接头等，可按具体情况选用。

qiwen kongzhi xitong

汽温控制系统　(steam temperature control system)

使蒸汽温度保持在额定值或允许偏差范围内的自动控制系统。包括过热蒸汽温度控制系统（也称主蒸汽温度控制系统或新蒸汽温度控制系统）、再热蒸汽温度控制系统。蒸汽温度的高低直接影响热力设备的安全性和经济性，因此锅炉运行对汽温的要求十分严格，试验和稳定运行有不同的允许偏差。稳态的额定汽温偏离应小于±5℃。

过热汽温控制方案　汽温的调节方式涉及锅炉的结构，有面式减温、喷水减温和摆动燃烧器等，其中喷水减温应用

最为普遍。过热汽温控制系统主要有：串级汽温控制系统、具有导前微分信号的汽温控制系统、分段汽温控制系统。

串级汽温控制系统　以喷水减温器后的汽温作为辅助被调量，由主调节器和副调节器组成的汽温控制系统。系统的原理如图1所示。导前气温 θ_a 能快速反应扰动，只要 θ_a 发生变化，副调节器就会改变减温水量，使 θ_a 维持在一定范围内，起粗调作用；而过热器出口汽温 θ_0 则通过主调节器起校正作用。

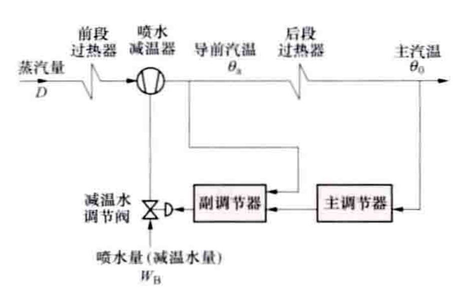


图1　喷水减温串级汽温控制系统原理图

具有导前微分信号的汽温控制系统　以导前汽温的微分作为补充信号所组成的双回路汽温控制系统。它是串级汽温控制系统的变形，其原理如图2所示。由于在系统中引入了导前汽温 θ_a 的微分信号 θ_a'，就等于改善了调节对象的动态特性。当有扰动时，导前汽温 θ_a 使调节器提前动作，可有效地减小主汽温 θ_0 的动态偏差。在动态过程中调节器根据导前汽温 θ_a 的微分 θ_a' 和主汽温 θ_0 动作，在静态时 θ_a 不再变化，微分器的输出消失（即 θ_a' 等于零），这时主汽温 θ_0 必然恢复到给定值。

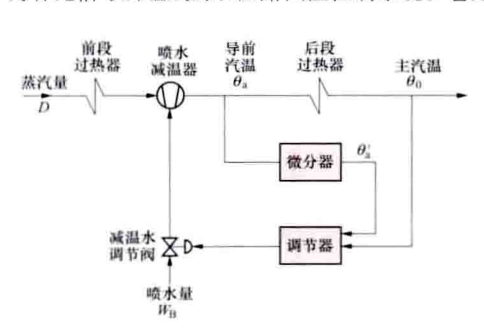


图2　具有导前微分信号的汽温控制系统原理图

分段汽温控制系统　将整个过热器分成若干段，各段之间设置一个减温器，分别控制各段的汽温，而使主汽温等于给定值的汽温控制系统。各段控制方案可采用具有导前微分信号的双回路汽温控制系统或串级汽温控制系统。一般分段控制系统的控制品质比整段控制好。

再热汽温控制方案　再热汽温的控制取决于锅炉的设计和结构，一般采用烟气挡板、烟气再循环、摆动式燃烧器等不同方式作为主要调节手段，喷水减温只在汽温超过限值时才参加调节或作为超温的保护手段。控制系统的原理如图3。空气流量 V（或蒸汽流量 D）是再热汽温的一个前馈信号，只要整定好函数变换器的参数，就可使再热汽温基本不变。而当再热汽温偏离规定值时，由再热汽温调节器进行校正。当再热汽温超温时，喷水调节器经执行器打开喷水调节阀以限制汽温的进一步升高。

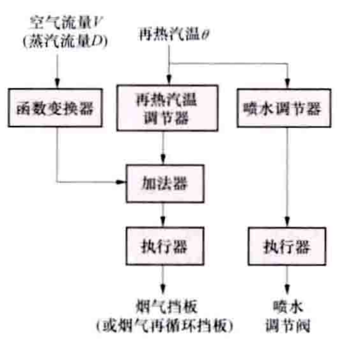


图3　再热汽温控制系统原理图

参考书目

刘禾，白焰，李新利．火电厂热工自动控制技术及应用．北京：中国电力出版社，2009.

qiwen qiya zhoujiang

汽温汽压骤降

(abrupt drop of steam temperature and pressure)　运行中的锅炉蒸汽温度、蒸汽压力快速下降的事故。造成汽温、汽压骤降的原因是：①蒸汽流量骤然增加；②燃料量突然降低；③锅炉严重满水。蒸汽量骤然增加所造成的汽压骤降直接影响锅炉水动力工况的稳定和水冷壁管材的安全性，汽温下降过快并过低时，易造成汽轮机水冲击。

事故现象　蒸汽流量骤然增加，锅筒锅炉出现的现象有：①锅炉压力快速降低。②汽压下降使饱和温度降低，蒸发受热面内的锅水因过饱和而放出热量，同时管壁金属也相应放出热量使部分锅水蒸发，锅水体积膨胀，锅筒、汽水分离器水位迅速上升。汽压下降如得不到控制，锅筒、汽水分离器水位过高会导致停炉。③蒸汽温度快速下降，蒸汽温度下降过快或过低时将导致汽轮机停机。直流锅炉出现的现象有：①锅炉压力快速降低。②饱和温度降低和汽化潜热增加使过热始点后移，蒸汽温度随压力下降而降低，蒸汽温度下降过快或过低时将导致汽轮机停机。

燃料量突然减少，锅筒锅炉的汽温、汽压会快速降低，负荷下降；因给水和燃料比例严重失调，锅筒、汽水分离器水位上升；蒸汽温度瞬间降低。直流锅炉与自然循环锅炉、控制循环锅炉相比汽压下降速度更快，幅值更大。

事故处理原则　蒸汽流量骤然增加时：①确认高压旁路应在关闭位置；②限制汽轮机负荷，维持锅炉汽压；③当汽温、汽压下降过快并已威胁到汽轮机安全时应立即打闸停机；④调整过热器减温水量，控制汽温；⑤锅筒锅炉要控制好锅筒、汽水分离器水位，避免锅水体积膨胀引起的水位过高事故；汽温骤降后，注意随锅水和金属释放热量的减少及汽化潜热的增加，蒸发量下降，汽温快速上升的过程，避免过热器超温；⑥直流锅炉应调整燃料和给水量比例。燃料量突然降低时：①迅速降低汽轮机负荷，避免汽压降低过快；②查清燃料量降低原因，迅速增加燃料量；③调整过热器减温水量，控制汽温；④调整给水量，自然循环锅炉、控制循环锅炉维持锅筒、汽水分离器水位，直流锅炉调整好燃料和给水量比例；⑤炉膛灭火时应立即停止运行，进行吹扫通风。

qianzhi guolüqi

前置过滤器

(prefilter)　设置在混床之前，主要用于去除凝结水中的金属氧化物和其他悬浮杂质的过滤设备，可以提高锅炉给水质量，延长混床运行周期和防止树脂污染。在中国，600MW及以上的湿冷机组和300MW及以上的空冷机组多设置前置过滤器。

前置过滤器分为粉末树脂覆盖过滤器、管式过滤器和前置氢离子交换器。

管式过滤器　内部装有多根构造相同的滤元作为过滤元件的圆柱状压力容器，国外也称为蜡烛过滤器。根据滤元安

装形式的不同，管式过滤器分为顶部孔板悬吊式和底部孔板固定式。

管式过滤器工作原理　当来水自外向内，或由里向外经过滤元，水中的悬浮物被截留在滤层表面，滤元微孔被污物逐渐堵塞后，过滤器运行压差会逐步增高，达到一定的数值时，或出水含铁量超标，可使用压缩空气和水进行反洗，将滤层表面的污物洗掉。

管式过滤器滤元的类型　主要有线绕式、折叠式、熔喷式和HUF型滤元等四种。火电厂凝结水处理中最常用的管式过滤器滤元为线绕式和折叠式。

(1) 线绕式滤元。是将聚丙烯纤维线按照各种特定的缠绕方式单线反复多层地缠绕在均匀开孔的不锈钢支撑管上制成的。不锈钢支撑管上开孔直径一般为3mm，管壁厚度为0.6～1.0mm。在管上均匀地分布着许多小凸台，以便于绕在其上面的聚丙烯纤维线可以牢固地固定在支撑架上。因为聚丙烯纤维具有很大的表面积，故除机械过滤外，还具有一定的吸附能力。而且聚丙烯纤维线是多重缠绕，形成迷宫式的过滤孔道，可以充分利用过滤除去水中微小的腐蚀产物和悬浮物颗粒。常用的过滤精细度为5μm和10μm，可根据要求选择使用。

(2) 折叠式滤元。用聚丙烯过滤膜与一定孔目的丝网搭配复合，折叠制成圆筒，在圆筒内装入不锈钢骨架、上下端盖，再采用黏结剂密封。常用的过滤精细度为1μm和5μm，具有过滤精细度高和流通量大等优点。

管式过滤器的运行　以采用线绕式滤元的管式过滤器为例，进水从设备底部进入，穿过滤元上的聚丙烯纤维层，水中悬浮物被截留，水进入滤元骨架的不锈钢管内，从设备底部的出水管流出。

管式过滤器的反洗　随着被截留杂质的增多，水流阻力上升，过滤器进、出口压差升高。当压差升到0.08～0.12MPa时，停运过滤器，进行过滤器的反洗。反洗后，压差降低到10kPa以内，重新投入运行。经过多次反洗和运行后，水流压差不能降低到需要的程度，影响设备的出力或出水水质时，则应对滤元进行化学清洗或更换。

线绕式滤元的清洗　线绕式滤元在长期使用过程中，会出现绕线纤维被铁的腐蚀产物等杂质污染的情况，污染后会使前置过滤器的运行压差增大，周期运行时间减少，自用水耗增大，运行成本增加。为恢复滤元的过滤通量，延长其使用寿命，需要进行化学清洗。化学清洗一般采用离线清洗，即将滤元拆卸后，用专用化学药品和机械进行清洗。清洗过程中应注意不要影响滤元的强度和精细度。

前置氢离子交换器　在凝结水进行除盐处理之前，装有强酸型阳树脂作为过滤介质的氢离子交换器称作前置氢离子交换器。主要用于去除凝结水中悬浮物、腐蚀产物和铵离子。它可以延长混合床的运行周期，改善混床的出水水质。

前置氢离子交换器的运行　机组正常运行时，流速为100～120m/h；在机组起动期间，最低流速应大于20m/h。运行中应监测压降、进出水含铁量、出水电导率和含钠量等指标。

前置氢离子交换器的再生　出水水质超标或压差超标后，应停运再生。再生前应进行充分的空气擦洗，擦洗至出水变清为止。再生系统采用单独的酸计量箱，再生剂用盐酸和硫酸均可。

参考书目

韩隶传，汪德良．热力发电厂凝结水处理．北京：中国电力出版社，2010．

qianzhi yureqi

前置预热器

(steam air heater)　提高锅炉空气预热器进口空气温度，防止产生低温烟气腐蚀的设备，也称暖风器。

低温腐蚀（见低温烟气腐蚀）多发生在燃料含硫量较高的锅炉尾部。为此，在送风机进口或出口风道上装设用蒸汽加热空气的暖风器，提高进入空气预热器的空气温度，使空气预热器出口的烟气温度与入口的空气温度的平均值大于烟气露点值，以避免或减少空气预热器低温端换热元件的腐蚀。

暖风器换热元件一般采用钢制矩形翅片椭圆管件。管中用低压蒸汽或乙二醇液体加热空气。根据空气预热器进口空气温度的需要，暖风器可采取一级或二级。二级布置是把暖风器分为两个独立部分，分别装于送风机进口和出口风道上。当夏季环境温度高时，装在送风机进口的一级可以从风道中拆除或将其旁路退出运行，以减少风道的阻力损失。暖风器的空气阻力一般不大于0.3kPa。

暖风器的加热蒸汽通常取自汽轮机的低压抽汽。在单元机组起动时，加热汽源可从相邻的机组或起动锅炉引接。进入暖风器的蒸汽量按进入暖风器的风量、风温来控制。暖风器的疏水引入专用疏水箱回收。

qiangxing lici

强行励磁

(excitation forcing; field forcing)　同步发电机励磁系统通过快速切除励磁回路电阻或改变晶闸管整流器导通角至最小等方法，使励磁系统瞬间输出最大可能的励磁电流，使励磁电压迅速升至顶值的功能。强行励磁可提高电力系统的暂态稳定性，有利于电网短路故障消除后系统电压的恢复和保证继电保护装置的正确动作。

强行励磁顶值电压越高，励磁电压的响应时间和响应比指标也越高。考虑到发电机绝缘强度、造价和工艺等因素，强行励磁电压和强行励磁时间应有一定限制。由于各国电力系统情况不同，对励磁电压倍数的要求并不一致，一般在1.5～2之间。强行励磁时间一般在10～30s之间。中国国家标准规定：允许强行励磁时间应不小于10s。当励磁系统强行励磁电压倍数大于2时，限于发电机转子绕组的热容量，强行励磁电流应仍按允许励磁电流加以限制，不大于2。

Qinbei Fadianchang

沁北发电厂

(Qinbei Power Plant)　位于河南省济源市五龙口镇。电厂安装4×600MW超临界燃煤发电机组，工程分两期建设，一期和二期各安装2×600MW机组。1号机组于2002年7月1日开工，2004年11月23日投产，2～4号机组分别于2004年12月13日、2007年11月20日、2007年12月12日投产。发电厂外貌见下图。



沁北发电厂外貌

工程特点　锅炉为超临界变压运行螺旋管圈水冷壁、单炉膛、一次中间再热、前后墙对冲燃烧方式、平衡通风、露天布置、固态排渣、全钢悬吊结构Ⅱ型直流锅炉，最大连续蒸发量BMCR工况下主蒸汽流量为1900t/h，主蒸汽压力/主蒸汽温度/再热蒸汽温度为25.5MPa（g）/571℃/569℃，额定工况保证效率（LHV）93.07%，由东方锅炉股份有限公司制造；汽轮机为超临界、一次中间再热、凝汽式、单轴、三缸四排汽双背压汽轮机，二次循环，额定功率为1000MW，额定主蒸汽压力/主蒸汽温度/再热蒸汽温度为24.2MPa（a）/566℃/566℃，额定背压为4.9kPa（a），保证热耗7522kJ/（kW·h），由哈尔滨汽轮机厂有限责任公司制造；发电机为水氢氢冷却、无刷励磁汽轮发电机，铭牌功率为600MW，额定容量667MV·A，功率因数为0.9，由哈尔滨电机厂有限责任公司制造。

总平面采用500kV配电装置-主厂房-储煤场三列式布置格局，4炉共用一座输煤栈桥，辅助、附属设施布置在主厂房固定端侧。厂区占地面积为68.99hm²。

主厂房采用汽机房-除氧间-煤仓间-锅炉房四列式布置格局，A排距烟囱中心线205.5m；“两机一控”集控楼布置在两炉中间；2炉合用1座单管砖内筒烟囱，一期240m，二期210m；主厂房为钢筋混凝土结构，汽轮机运转层标高13.7m。

给水系统配置2×50%容量汽动给水泵和1×30%容量电动调速给水泵，二期不设电动给水泵；凝结水系统采用2×100%容量立式凝结水泵；汽轮机旁路系统采用30%BMCR容量高、低压两级串联旁路。

烟风系统采用2×50%容量静叶可调轴流式引风机、2×50%容量动叶可调轴流式送风机，一期为2×50%容量离心式一次风机，二期为2×50%容量动叶可调轴流式一次风机；制粉系统采用冷一次风直吹式制粉系统，一期配置6台中速磨煤机，二期配置5台双进双出钢球磨煤机。

电气主接线采用发电机-变压器组单元接线，500kV户外配电装置采用3/2断路器接线方式；设置发电机出口断路器；主变压器采用三相变压器；中压厂用电采用6kV一级电压系统。

机组采用炉、机、电采用集中控制方式，每台机组设1套分散控制系统（DCS）。

运行情况　工程主要设计指标、性能试验指标及2010年运行技术指标见表。

设计及性能试验/2010年运行技术指标

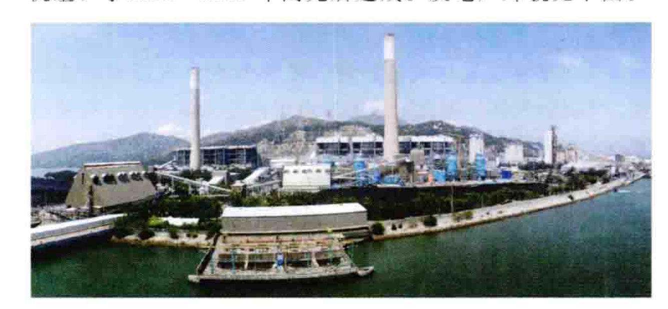
项　目	一期设计值	1号机组	2号机组	二期设计值	3号机组	4号机组
发电标准煤耗率[g/(kW·h)]	281.6	288/286	284.7/295.7	286.2	287.9/292	291.5/296.3
供电标准煤耗率[g/(kW·h)]	297.3	301/299.35	297.2/310.2	305.7	302.2/306.7	306.4/311.2
厂用电率（含脱硫，%）	5.3	4.35/4.46	4.22/4.7	6.386	4.73/4.78	4.86/4.79
利用小时（h）	5500	5751	5409	5500	5992	6117

注：一期机组性能试验厂用电率不包括脱硫。

一期工程作为中国国家600MW超临界机组国产化依托项目及2000年燃煤示范电厂试点工程，研究成果获2006年度中国电力科学技术奖一等奖，一期工程获2006年度全国优秀工程勘察设计奖金奖。

Qingshan Fadianchang

青山发电厂　（Castle Peak Power Station）　位于香港特别行政区新界屯门踏石角。青山发电厂是香港最大的燃煤发电厂，总发电装机容量为4108MW；分为A厂和B厂，A厂安装4×350MW亚临界燃煤发电机组，于1982～1985年间先后建成；B厂安装4×677MW亚临界燃煤发电机组，于1985～1989年间先后建成。发电厂外貌见下图。



青山发电厂外貌

电厂全厂占地面积为62hm²，A厂和B厂紧邻布置，分别占地30hm²和32hm²，用地通过挖掘山坡和填海造地而成。

锅炉以煤为主要燃料，天然气和油为辅助燃料。燃煤及燃油主要来自印度尼西亚、澳大利亚、中国大陆及其他国家，通过海运卸至厂内的专用码头，再通过输煤皮带和输油管道送到厂内储煤场和油罐；天然气从电厂以北4km的龙鼓滩发电厂引接。

A厂和B厂锅炉均为亚临界、一次中间再热、自然循环锅筒锅炉，最大BMCR主汽流量分别为1113t/h、2096t/h，均由英国巴布科克电力有限公司（Babcock Power Ltd.）供货；汽轮机均为亚临界、一次中间再热、凝汽式、单轴汽轮机，海水冷却，额定功率分别为350、677MW，额定主蒸汽压力/温度均为16.3MPa/538℃，汽轮机和发电机均由英国通用电气汽轮发电机有限公司（GEC Turbine Generators Ltd.）供货。A厂和B厂设计净效率分别为37.5%和38.2%。

A厂4台汽轮发电机组为横向布置，“四机一控”集控

楼布置在主厂房固定端20m标高处；B厂4台汽轮发电机组为纵向布置，集控楼布置在主厂房A排外侧；A厂和B厂烟囱均为四管集束式钢结构烟囱，高度分别为215m和250m；主厂房为钢结构。

A厂和B厂采用静电除尘器，除尘效率为99.3%；B厂4台锅炉1994年将燃烧器改造为低NO_x燃烧器，2010年陆续完成SCR烟气脱硝和石灰石-石膏湿法烟气脱硫改造；1997年底全厂启用一套综合集水和节水系统，电厂废水经储存、处理及循环使用，实现零排放。

为改善空气质量，达到政府制订的2010年珠三角地区减排目标，青山发电厂进行了烟气净化改造。改造工程于2010逐步投入运行，改造后二氧化氮、二氧化硫和可吸入悬浮颗粒的排放量均较基准年（1997年）大幅减少（减少60%）。

qingleng fadianji yunxing

氢冷发电机运行　(operation of hydrogen cooled generator)　与空冷发电机相比，氢冷发电机除内部结构有重大变化外，还增加了两套重要的外部辅助系统，即氢气系统和密封油系统，运行维护复杂。此外，氢气为易燃易爆气体，对氢气系统还必须有严格的防爆安全措施。

氢气系统的运行　氢气系统由制氢站、储气罐、气体控制站、氢母管、氢气循环干燥器、惰性气体储气瓶和母管、空气压缩装置和空气干燥器等装置组成。氢气系统的主要运行操作有：①发电机起停前后的气体置换；②监视并保持氢气系统的正常运行参数。

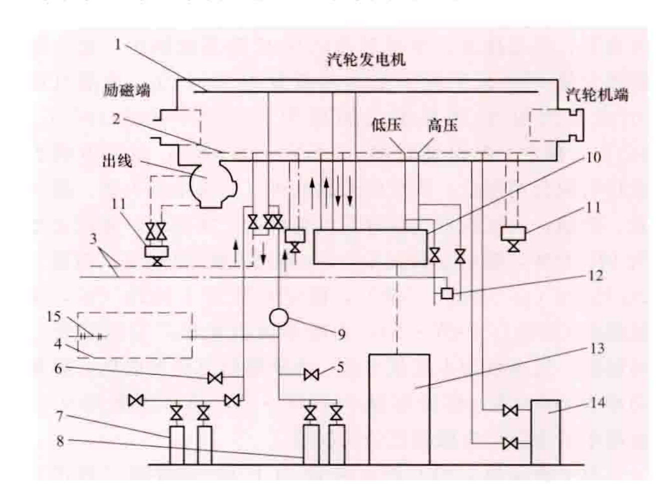
气体置换　氢与氧接触时，极易形成具有爆炸浓度的氢、氧混合气体。因此，在向发电机内充入氢气时，应使用中间介质进行置换，避免氢气与空气接触。中间介质一般为惰性气体CO_2或N_2。充氢前先从发电机机壳下部引入CO_2或N_2，驱赶发电机内的空气，从机壳顶部原供氢管和气体不易流动的死区取样检验，CO_2的含量超过85%（若用N_2，则其含量应超过95%，均指体积比）后，停止充CO_2并开始充氢。氢气经供氢装置进入机壳内顶部的汇流管向下驱赶CO_2或N_2，当从原CO_2母管和气体不易流动的死区取样检验，氢气纯度高于96%，氧含量低于2%时，停止排气，并升压到工作氢压。排氢时，先向机内引入CO_2或N_2，用以驱赶机内氢气。当CO_2含量超过85%（N_2含量超过97%）时，方可引入压缩空气驱赶CO_2或N_2。当气体混合物中空气含量达95%，氢气含量低于1%时，终止向发电机内输送压缩空气。

运行参数监视　为保证发电机能达到制造厂规定的铭牌出力，运行中应保持氢气系统的各项运行参数在允许变动范围之内。氢气系统的运行参数包括：额定工作氢气压力、运行的最低氢气压力、机内氢气纯度、氢气湿度、漏氢量、冷氢温度等。运行中应对这些参数予以监视，并设置必要的越限报警装置和保护装置。

密封油系统的运行　密封油系统由密封油泵、密封油箱、隔氢装置、密封油压调节站和发电机本身的密封瓦组成。发电机上的密封瓦有单流环式、双流环式和三流环式等。密封瓦的油路分为各自独立的空侧油路和氢侧油路。密封油由油泵从油箱抽来，经油、气压差调节阀调节至所需压力，分别流向发电机两端密封瓦空侧油室和氢侧油室。空侧回油与发电机轴承回油混合后流经隔氢装置，再回到主油箱。氢侧回油流回密封油箱，是一个相对独立的密闭油路。发电机正常运行时，应保持密封油系统的运行参数稳定。油系统的运行参数包括：密封油油质，密封瓦油量，密封瓦油压及允许偏差，密封瓦的进、出油温度等。运行中应对这些参数予以监测，并设置必要的越限报警和保护装置。

qingqi xitong

氢气系统　(hydrogen system)　为保证氢冷发电机正常运行，向发电机充氢和排氢，并对关键参数进行分析和监控的所有设备和装置的组合，包括全氢冷、水氢氢和水水氢冷却方式。氢冷发电机的氢气系统构成见图。



氢气系统简图

1—H_2汇流管；2—CO_2汇流管；3—向外排气管；4—向水箱供H_2装置；5—H_2供气接口；6—CO_2供气接口；7—CO_2储罐；8—H_2储罐；9—自动氢压调节器；10—气体纯度自动分析仪；11—浮子式检漏计；12—发电机工况监视器；13—监测控制柜；14—H_2干燥器；15—可卸式连接管

充氢、排氢　充氢前先用CO_2（或氮）赶走空气，再充氢取代CO_2。CO_2来自CO_2供气装置，经过减压进入机壳，从CO_2汇流管向上扩散，迫使空气从氢汇流管及向外排气管排出机壳。当在顶部取样分析CO_2的纯度大于95%时才停止充CO_2，并开始充氢。有些电厂建有制氢站，有些电厂购买储氢罐。氢经供氢装置减压，并由自动氢压调节器调压进入发电机内的氢汇流管向下压走CO_2。分析氢纯度应在底部取样，当氢的纯度大于95%时，关闭排气阀，并升压到工作氢压。排氢程序与此相反。

监测控制　系统设有对氢压、气体纯度及氢温进行监控的监测控制柜，并实现：①氢压经整定后由自动氢压调节器（机械式或电磁式）自动补氢，维持氢压，氢压过高或过低就自动报警；②氢的纯度会受到密封油中少量空气及潮气的污染而下降，可由补、排氢来维持98%左右的正常纯度，并由气体纯度自动分析仪监控，如低于95%就自动报警；③冷氢温度要控制在40～46℃范围之内（依靠调节机壳内氢冷却器的水量而达到），机内设有温度开关，当氢温低于30℃或高于50℃时就报警。

运行时还有一小股氢气流过发电机工况监视器。当机内

因局部绝缘过热而产生的烟气颗粒随氢流进入离子室并被检测到时，仪器指示电流就开始下降，超限时即报警。

干燥　运行中一部分氢气借助于风扇压差通过氢干燥器循环不息，使湿度维持在规定值范围内（露点温度－25～0℃）。湿度过高，特别在停机时，容易结露，将危及绕组绝缘及转子护环的安全，过低则影响某些绝缘材料的强度。

维护　在安装或检修后，必须对发电机及其氢系统用卤素仪检漏，并做空气气密试验，以保证每日漏氢量低于气体总容积的 5%。

当机内积有漏液并流入底部浮子式检漏计时，浮子应动作触发警报。

qingqizhan

氢气站

（hydrogen plant）　电厂中向氢冷发电机提供合格氢气的设施布置场所。氢冷发电机在首次起动（或检修后）时需要充氢，正常运行时，因泄漏需不断补充氢气。

氢气来源　发电厂所需氢气由三种方式获得：①发电厂自设制氢设备。②外购氢气。适用于电厂附近有数量和质量均能满足要求的氢气气源，且交通运输方便的情况。电厂内需设置氢气瓶（罐）储存库（站）以及必要的压力调节装置。③由邻近制氢工厂通过管道向发电厂直接输送数量、纯度、湿度合格的氢气。电厂内需设置储氢罐以及必要的压力调节装置。

制氢设备　一般采用电解水法，可采用中压制氢和储存（1.6～3.2MPa），也可采用低压制氢（0.4～1.6MPa）经压缩后高压储存（大于或等于 10MPa）。

制氢设备的总容量宜按发电厂全部氢冷发电机的正常消耗量，以及能在 7 天时间内积累起相当于最大一台氢冷发电机的一次起动充氢量之和考虑。

储氢罐容积　当只设一台制氢设备时，储氢罐的总有效容积应按全部氢冷发电机在制氢设备检修期间所需储备的正常消耗量与最大一台氢冷发电机的一次起动充氢量之和考虑。当采用外购氢气时，氢气瓶或储氢罐的总有效容积应满足全部氢冷发电机 7～10 天的正常消耗量和 1 台最大氢冷发电机的一次起动充氢量之和。当由制氢工厂通过管道向电厂直接送氢时，电厂内储氢罐的总有效容积应能满足全部氢冷发电机 4 天以上的正常消耗量。

站区建筑和布置　氢气站属于有爆炸和排放易燃气体危险场所。厂房耐火等级不低于二级，宜为单层建筑。所有配套的电气、采暖通风、控制仪表、消防和安全间距都需严格按防火、防爆要求考虑，并应采取防雷、接地和静电泄放等措施。

qingyanghuana chuli

氢氧化钠处理

（caustic treatment，CT）　向炉水中加入适量氢氧化钠的处理技术。氢氧化钠处理是炉水的主要处理方式之一。

在炉水中，由于氢氧化钠与氧化铁反应生成铁的羟基络合物，使金属表面形成致密的保护膜。在溶液中保持适量的 OH^-，抑制因炉水中氯离子、机械力和热应力对氧化膜的破坏作用。采用氢氧化钠处理是解决炉水 pH 值降低的有效方法之一。

由于 NaOH 在高温状态下的碱性比磷酸盐和氨都强，所以降低了水冷壁酸性腐蚀的风险。以海水或苦咸水为冷却水的电厂，在凝汽器管泄漏时，氢氧化钠处理比磷酸盐和全挥发处理的效果好。因此，国外滨海国家采用氢氧化钠处理较多，如英国等。一定浓度的氯离子可以破坏氧化膜，造成炉管腐蚀损坏。与全挥发处理和磷酸盐处理相比，允许炉水有较高浓度的氯化物。一般地，只要 NaOH 摩尔浓度大于 NaCl 摩尔浓度的 1.5 倍，就能够抑制氯离子的破坏作用。在凝汽器无泄漏时，以除盐水作为锅炉补给水，炉水含盐量很低且没有硬度，这时向炉水中加化学药品的主要目的是防止腐蚀和其腐蚀产物的沉积（铜、铁垢）。由于磷酸盐处理容易发生隐藏现象，并可能发生酸性磷酸盐腐蚀，所以，加入适量 NaOH 可以避免强烈沸腾的近壁层潜在的酸性杂质的浓缩。

由于存在游离 NaOH，铁磁性颗粒表面的正电荷使得它们之间互相排斥，使磁性氧化铁颗粒只沉积在锅筒或下联箱的底部，可通过锅炉定期排污排出。因此，还有降低高热负荷区氧化物沉积速率的作用。

与磷酸盐相比，氢氧化钠不能与硬度成分发生反应生成水渣，并随锅炉排污除去。如果炉水中有硬度成分，只能加强锅炉排污或停机处理。如果水冷壁有孔状腐蚀，即使氢氧化钠浓度不超标也可能发生苛性脆化。如果炉水中氢氧化钠浓度超过 3mg/L，不管水冷壁表面状态如何，都可能发生苛性脆化。

炉水采用氢氧化钠处理要求锅炉热负荷分配均匀，水循环良好。水冷壁有孔状腐蚀的锅炉应谨慎使用。

qu dibiaoshui sheshi

取地表水设施

（surface water intake facilities）　汲取地表水的构筑物，有岸边式、河床式和低坝式等。

岸边式取水　沿水源岸边设立开敞式或进水孔式岸边泵房的直接取水方式。由进水间和水泵间组成（见图 1）。

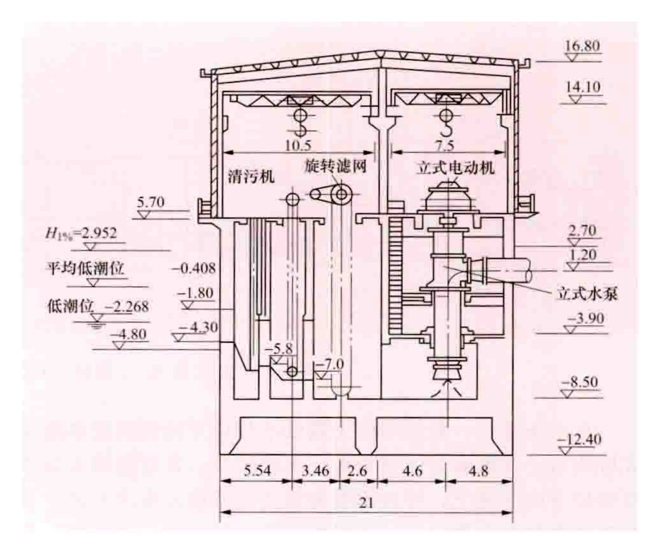


图 1　岸边泵房剖面图（单位：m）

进水间　设有进水井、滤网井及吸水井。为保证水泵效率和正常运行，进水间设计需使水流扩散平稳，断面流速均匀，不产生表面漩涡及有可能吸入空气的凹陷涡。通常 1 台

水泵设置1～2个分格，分格的数量、宽度及深度按通过拦污栅及滤网的允许流速、水泵吸水口要求及水泵间布置确定。对含沙量较大、河床推移质较多的河流，进水间还需设置减少泥沙吸入的设施，并专设水泵或水力提升器及时排除进水间各部位沉积的泥沙及小石子。根据水源条件一般可设置高、低位取水口，在洪水期关闭低位取水口，从含沙量及推移质较少的高位取水口取水：取水孔口的底槛高出河床，有条件时在进水口底槛上可加设防沙叠梁。洪水期含有多种漂浮物的水源，需考虑防草措施：由侧面进水，避免因水流顶冲而增加漂浮物的进入；在经济合理的情况下尽量降低进口流速；合理布置和选择拦污栅及旋转滤网的型式及规格；如选用侧面进水型的旋转滤网，防止漂浮物冲洗不净而被带入网后。

水泵间　设有水泵机组、各种辅助水泵和起重设备，并有值班控制室及检修场地。水泵机组有卧式和立式两类。大型火电厂通常采用立式水泵，使泵房布置紧凑和降低地下结构费用。立式水泵的叶轮要求设置在最低水位下2～5m，以满足水泵汽蚀余量的要求，防止吸水井水深不足时产生旋涡而降低水泵的效率，或因空气进入水泵产生严重振动。一般水泵间底板标高和滤网进水间的底板标高一致。

泵房的结构型式按工程条件设计，矩形泵房的结构和工艺布置比较合理，运行检修方便，有利于施工。对水位变化幅度较大，水中漂浮物和粗粒泥沙较多的水源，如中国长江水系上游，泵房采用筒形，进水间可布置在泵房内部或外部。对开敞式取水的泵房，为使进水间和水泵的布置相对应，也可布置成半圆形。对个别小型电厂，水位变化幅度较大的工程，可考虑采用淹没式泵房，通过水下廊道与陆地相连。水位变幅不大，河床较平坦，最低水位深度较浅，主流偏离岸边时，也可将泵房建在河心，用引桥与岸边相接。

河床式取水　取水头部伸入河床取水并经引水管将水引入岸边泵房进水间内的取水方式。由取水头部、引水管和岸边泵房三部分组成（见图2）。

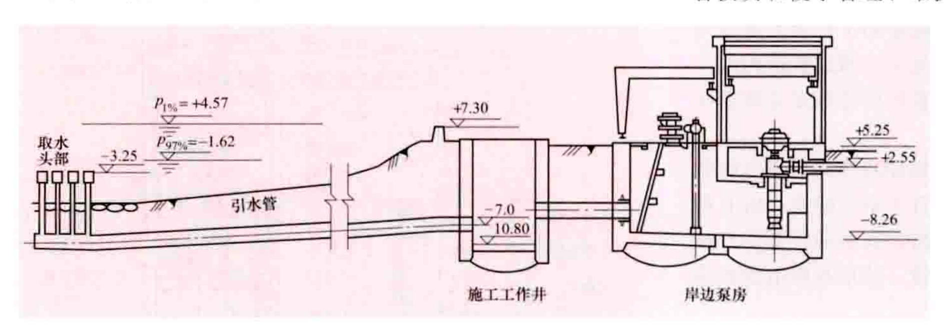


图2　河床式取水（单位：m）

取水头部　一般采用位于最低水位以下的侧面进水淹没式取水口。在取水处流速较大、水深较浅、含砂量较大及漂浮物较多的河流上，可选用非淹没式的桥墩式取水头部，其顶部高出最高水位以上。需根据风浪、漂浮物、水生物、鱼类、水温的垂直分布，温排水扩散层厚度，泥沙特性和河床的冲淤变化等条件确定。

引水管　连接取水头部和岸边泵房的输水管段。分自流和虹吸两种，根据不同的河床地形、水管埋深，以及地质和施工条件选定。自流引水管应用较为普遍，选用时应考虑管材和管内流速，并避免产生淤积。虹吸引水管利用虹吸作用提高管道的埋置高程，适用于水下施工困难或管道通过堤坝场合，以减少土石方开挖量。为保证虹吸引水管严密性，引水管道需采用钢管，并配备抽真空充水装置。

岸边泵房　设置在水源岸边，由进水间和水泵间组成。除设有取水头部、引水管外，与岸边式取水的进水间和水泵间基本相同。

低坝式取水　当河流取水深度不够，或取水量占河流枯水期流量比例较大（30%～50%）时，在河床建低坝来抬高水位并截留足够水量的取水方式。低坝式取水由拦河低坝、冲沙闸、进水闸及取水泵房等组成。拦河低坝一般为溢流坝，洪水期可从坝顶溢流。冲沙闸设在溢流坝的靠近主河槽取水岸一侧并与进水闸或取水泵房相邻。根据河道情况，修建导流或整治设施，以确保取水构筑物附近不致发生淤积，并利用冲沙闸的连续或定期排沙，排除冲沙闸上、下游的堆积物，使主河槽保持在靠近进水闸一侧，确保正常取水。

qu dixiashui sheshi

取地下水设施

（ground water intake facilities）　汲取地下水的构筑物。有管井、大口井（包括辐射大口井）、渗渠和泉室等类型。

在中国，提倡保护地下水资源，因此在北方缺水地区，禁止发电厂取用地下水，严格控制使用地表水，鼓励利用再生水或其他废水，如矿井疏干水。

管井　由井口、井壁管、过滤管和过滤器、沉沙管及提水设备等组成。通过机械钻孔成井。地下水从过滤器和过滤管的孔隙处流入管井内，经提升设备将水送到储水池或用水点。

当管井的补给源充沛、透水性良好，且在厚度60m以上的中砂或粗砂的含水层中取水时，可采用分段取水，以节省投资和便于管理、维护。

大口井　有通过井底进水，井底、井壁同时进水或井壁加辐射管进水等方式。以沉井或大开挖施工成井。大口井的深度不宜大于15m，其井径根据水文地质条件、设计取水量、抽水设备布置和便于施工等因素确定，一般为5～8m，不宜大于10m。当含水层的厚度为5～10m时，一般都采用完整井，如条件许可，尽量做成非完整井，使井底距不透水层不小于1～2m，井壁进水孔堵塞后井底仍可保证一定的进水量。

辐射井为大口井的衍生型式。由大口井和沿径向设置的单层或多层辐射管组成，一般用于中砂、粗砂地层。辐射井在岸边汲取河床渗透水时，选在河床稳定、水质较清、流速较急、有一定冲刷的直线段和含水层较厚、渗透系数较大的地段。当辐射井远离河流或湖泊时，选在地下水位较浅、渗透系数较大、地下水补给充沛的地方。

渗渠　将设有进水孔的管道埋置于河床或河滩下，由河

底至管道间设置一定截面的人工滤层而形成渗渠，以截取渗透水和潜流水。根据含水层厚薄、透水性能、河床潜流水与岸边地下水的补给关系及施工、检修等条件，渗渠可以平行于河流、垂直于河流或平行与垂直组合布置。

泉室　根据泉水出露的条件、覆盖层的厚度、泉水流量的变动幅度、各泉水之间的水力联系情况和地质地貌特点确定引取泉水的方式。可采用围池、泉室、引水廊道、管井或虹吸集水等方式引取泉水，有关设施宜采用集中配置，并设置长期动态观测的测流装置。

再生水　污废水通过管网收集到城镇污水处理厂，经过二级处理后，再经过深度处理，水质满足电厂生水、工业冷却和杂用用水要求。污水处理厂出水一般经过蓄水池调蓄后，升压输送到电厂。

矿井疏干水　采煤过程中需将地下水疏导出矿井。在采煤、掘进、开拓生产过程中混入了矿物质、煤粉、岩粉等悬浮物，并含有细菌，需采用混凝、沉淀、过滤、杀菌等水处理工艺，供电厂生产用水。矿井疏干水的疏导方式基本同地下水取水，处理后出水一般利用蓄水池调蓄，升压输送到电厂。

qushui gouzhuwu shigong

取水构筑物施工　(water intake structure construction)

取水构筑物由取水头和引水管路两部分组成。取水构筑物施工一般包括取水头施工和引水管施工。

取水头施工　取水头有钢质取水头和预制钢筋混凝土取水头。一般钢质取水头采用预制，船运浮吊就位；预制钢筋混凝土取水头从水上浮运到安装位置，再下沉、就位与固定。大容量机组的取水头多采用钢质，多个成组。

取水头到达标高后，由潜水员在水下进行最后的校正、连接和固定工作。

引水管施工　有水中沉箱法、水中沉管法、顶管法、盾构法等几种施工方法，沉箱法用于混凝土箱涵。

水中沉箱法　取水箱涵的体积和质量大，制作场地通常选择在紧靠河滩边缘，利用滩地的自然坡度设置滑道滑移下水或采用气囊移动下水，经水上浮运后下沉到位。滑道是由钢轨、枕木和设在钢轨上的滑车组组成的。

水上浮运有气垫法、浮筒或浮箱法、箱涵自身封闭浮运法等几种。一般宜用自身封闭浮运法。取水箱涵的下滑入水，对整个浮运、沉放与安装至关重要。下滑前，要在取水箱涵四侧相对称处，各划上等同的刻度线，以便于观察结构物在水中的浮力与密封状况；要设置带有刻度的结构轴线定位标杆和标高测杆，供定位与下沉工作中控制用；同时应开挖好基槽并铺垫好碎石。当气象条件适合，且在取水箱涵滑入水中对密封程度测定正常后，即可开始浮运。浮运是靠动力船只或卷扬机拖运到预定水域，再由两艘作业船牵引取水箱涵四侧的稳定钢丝绳，由经纬仪配合进行控制定位。初步定位后下沉，待下沉到达标高后，由潜水员在水下进行最后的校正、连接与固定工作。最后在箱涵外部抛填块石保护。

水中沉管法　将已组合成段的引水管用起重船吊运或用驳船组扛抬到要求的水面位置后，利用管件自身重量灌水下沉，待各段管线在水下校正位置后，再进行管段间的连接施工，及与取水头的连接。水中沉管前，先把管线范围内以及附近的回淤泥砂清除干净，以保证管段能顺利沉放到规定的位置和高程上。水下连接的主要施工步骤是：对拉→拉合→接头连接→锁定→拆除封头。在连接前，先由潜水员进行水中测量和检查胶垫的接触情况，待完全符合要求后，再紧固接口螺栓与锁定工作。玻璃钢管已在许多电厂中使用，它具有抗海水腐蚀、接头施工方便、重量轻的特点。管路敷设完成后，最终在各条管路之间与管路外侧，进行抛填石的加固工作。

顶管法　一般用于取水泵房设在江湖河海防汛堤堤内的引水管施工。利用已施工取水泵房外墙和内部进水间作为工作坑和受力后靠座，工作坑内设有数个长行程液压千斤顶连成环状的顶座、油泵系统和中心轴线测量控制台等。管线前端引路的工具管（土压平衡、泥水平衡、泥水气压平衡型等）内部装有挤土、削土（冲土）机械和控制方向用的小型千斤顶组，可随时配合测量数据进行纠偏。如引水管线较长，超过工作坑内千斤顶的总力时，可根据阻力计算的大小，在管段中部均衡设置数套短行程的千斤顶组，进行接力顶进，称为中继法。顶进工作需连续进行，一般不应停止或间断。否则，土与管壁间的摩擦阻力会随时间的增长而增大。管道到位后和取水头连接。

盾构法　在地表面下暗挖隧道的一种施工方法，其深度可达很深而不受地面建筑物和交通的影响。当引水管直径较大（如4m以上）、距离较长、河床土质较差时采用盾构法。盾构法是一项综合性的施工技术，盾构本身只是进行土方开挖和预制衬砌片安装的施工机具。它还需要其他施工技术条件配合施工，这些条件主要有：衬砌片的预制；工作竖井的建造；隧道内运输；有些工程尚需进行地下水的降低或土体加固处理；配合施工的量测；施工区域的布置等。盾构施工时利用已施工取水泵房外墙和内部进水间作为工作坑和受力后靠座，工作坑内设置发射架、安装盾构。盾构是由壳体、推进系统和拼装系统三部分组成。它除能自行挖土外，以自身的液压千斤顶为作用力，作用于已拼装完成的隧道初砌结构上所产生的反作用力，使盾构不断地向前开辟出空间。当空间深度够一节衬砌环的宽度时，停止推进，进行钢筋混凝土弧形衬砌管片的拼装工作。管片拼装是用设在盾构中部支承环上的举重臂，附带一辆拼装车架来进行的。拼装成环后，盾构再继续向前开挖，直至整条隧道管片拼装完成。在衬砌环背后要进行压浆填充衬砌与地层间的空隙，以防止地表沉降与隧道周边变形，它还可改善衬砌结构的受力状况和地下水的侵蚀。隧道施工后，在已建成的隧道顶部若干位置上分别采用垂直顶升法顶升出垂直段和临时封头，再由潜水员下水安装钢质导流环和拦污网。到需要通水时再由潜水员下水打开临时封头通水。

qushui sheshi

取水设施　(water intake facilities)

为汲取地表水、地下水、再生水或矿井疏干水设置的构筑物。

取水类型选择　根据水源特征、取水量、施工条件、自然地形、工程地质和水文地质条件及水利和航运等因素确定。地表水取水一般有岸边式、河床式和低坝式等型式；地下水取水有管井、大口井和渗渠等型式；再生水取水设施一般为调蓄升压设施；矿井疏干水取水同地下水取水设施，见下表。

取水类型选择

水源	取水型式	适用条件
地表水	岸边式	河岸坡度较陡、地质条件较好、岸边水流较深、河道中漂浮物和冰凌不严重
	河床式	河床稳定、河岸平坦、主流距岸边有一定距离、岸边水深及地质不能满足要求
	低坝式	枯水期流量小、水浅、不通航的小型山溪河流
地下水	管井	含水层为砂层、砂砾、砂卵石层及岩石裂隙、岩溶含水层等，含水层厚度较大，一般超过15m
	大口井	地下水含水层透水性佳、厚度较薄的砂层、砂砾、砂卵石层
	渗渠	河库或河滩下含水层厚度小于5m，表土覆盖不大于2m
	泉室	泉水露头，且覆盖层厚度小于5m
再生水	调蓄升压	通过管网收集城镇污废水，经二级处理或深度处理后，利用蓄水池调蓄，升压输送到电厂
矿井疏干水	管井、大口井、渗渠、泉室、调蓄升压	采煤过程的疏导地下水，经混凝、沉淀、过滤等处理后，利用蓄水池调蓄，升压输送到电厂

取水设施位置选择　取地表水设施需考虑水质、河库及地形、河道冲淤变化、河岸和河床的稳定性、工程地质、上下游建构筑物、污水排出口、冰凌、水生物和施工条件等因素。在取水区段河床变化较大、流态复杂、或泥砂及漂浮物较多、或河道整治措施复杂、或上下游建构筑物较多等情况下，取水建筑物的位置应通过物理模型试验确定。取地下水设施需考虑水文地质条件、取水量、施工开采条件等因素。位置尽量靠近电厂或补给源，与其他水源地相互干扰较小。在河滩或河道中建设地下水取水设施时，需考虑河岸、河床的稳定性，采取防冲刷的措施。

取水设施需设计防冰、防砂、防漂浮物和防水生物等措施，考虑河道的冲淤变化和确保河滩水源地的稳定性，必要时应修建河道防护工程。当施工条件困难，布置受到限制，建设速度较快且分期建设在经济上不合理时，通过论证，取水设施可按规划容量一次建成，设备分期安装。

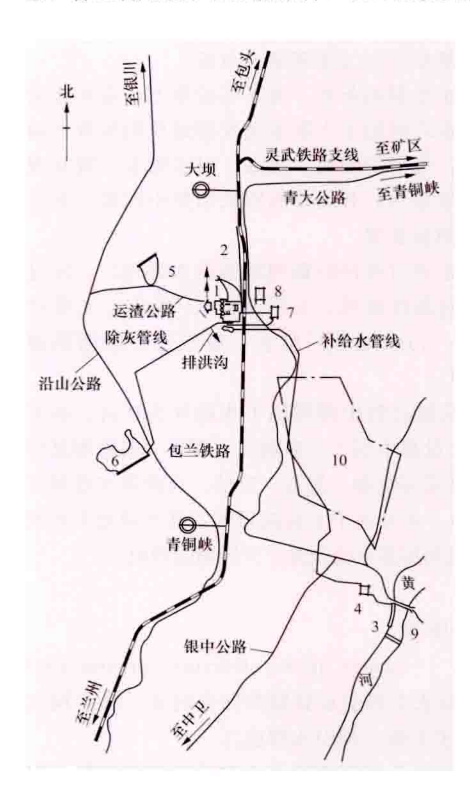
quanchang zongti guihua

全厂总体规划

（overall plot plan）　按照规划容量、厂址自然条件和建厂条件、对待建的火力发电厂的规划性总体布置。

全厂总体规划根据发电厂的生产、施工和生活需要，结合厂址及其附近地区的自然条件、城乡和土地规划，按发电厂规划容量，对厂区、施工区、生活区、水源地、供排水设施、污水处理设施、灰管线、贮灰场、灰渣综合利用、交通运输、出线走廊、供热管网等统筹规划。以近期工程为主，兼顾远期工程。总体规划应严格控制厂区、厂前建筑区、施工区用地面积和取土、弃土用地。应符合城市（镇）或工业区规划，以及环境保护、消防、劳动安全和职业卫生等相关现行国家标准的要求。图中所示为某电厂总体规划图。

总体规划设计应按功能要求分区，符合工艺流程的布置；合理利用地形和地质条件，避开地质灾害易发区，远离活动断裂带，按地质灾害危险性评估结论，采取相应的防范措施。在厂区外部规划中，对交通运输、供水和排水、灰渣输送和处理、输电线路和供热管线、施工区等厂外设施，在确定厂址和落实厂内主要工艺系统的基础上，根据火力发电厂的规划容量和厂区自然条件，统筹规划、全面协调；包括与附近具有潜在危险源的设施之间距离应符合国家标准的有关规定；可靠的供水水源地及厂外供水管线、灰渣管线、热力管线及取排水设施等的规划；因地制宜的防排洪（涝）规划；统筹规划出线走廊；有利于交通运输、施工和扩建，并处理好厂区内外、生产与生活、生产与施工之间的关系。



某电厂总体规划图（容量为4×300MW）
1—电厂厂区；2—电厂车站；3—岸边补给水泵房；4—补给水净化站；5—渣场；6—灰场；7—电厂生活区；8—施工生活区；9—某水电站；10—规划新市区

总体规划一般在比例为1/50000～1/5000的地形图上进行，重点显示厂区位置、方位、占地面积、与周围企业城镇的关系，与铁路、公路干线的接交点，水运码头的位置，出线走廊的走向和宽度，水源地和取水建筑物的位置，供排水管线的路径和长度，灰场布置，防洪排涝设施，电厂生活区及施工区的位置、面积及总的占地面积等。

quan huifaxing chuli

全挥发性处理

（all volatile treatment，AVT）　向锅炉给水加氨和联氨，或只加氨，炉水不再加任何药剂的处理。

全挥发性处理是为高压系统而开发出来的，采取零固体物处理，以免引入可能形成沉积物的成分。所添加的氨用来保持炉水pH值大于9.0。全挥发性处理方式主要用于凝汽器为钛管，或有凝结水处理的机组。运行时应严格地监督给水水质。

对于亚临界压力锅筒锅炉，炉水采用全挥发处理可避免或减轻盐类溶解携带，减轻过热器、汽轮机的积盐。由于不加固体盐类，所以不存在钠盐的携带问题。但炉水对酸性污染物的缓冲能力较差。



ranliao guanli

燃料管理 (fuel management) 为保证火力发电厂正常发电和供热，不断提供数量充足、质量符合要求、价格相对合理的化石燃料（煤、油、气等）而进行的管理工作。燃料费用占发电成本的60%～80%，在保证质量的前提下，降低燃料的采购价格，是火电厂降低发电成本的主要手段。保证燃料供应的数量及其质量对火力发电厂至关重要，为了预防燃料供应中断，电厂必须储备一定数量的燃料。不论燃料的来源如何，燃料管理中的计划、订货、调运、验收、防火、掺配、输送、储存以及统计、核算等内容都基本相同。燃料管理是全过程的管理，每个电厂都必须结合本厂特点编制燃料管理制度，并实现计算机管理信息化。

燃料计划的编制　根据预订的年度发电量（考虑新机组的投运电量）和供热量计划，以及新机组的设计供电、供热标准煤（油、气）耗率或老机组上年完成的实际煤（油、气）耗水平及燃料的发热量，计算出年度需要的燃料量，同时应将新机组起动调试需要的燃料、计划检修后起动需要的燃料、燃料运输和储存损耗，以及电厂为维持生产所需要的其他燃料计入在内。根据年度计划燃料量，编制分季度计划，以便督促检查，均衡供应。

燃料的订货和调运　燃料的订购是燃料管理的中心环节。在电厂规划设计中，已确定了燃料供应来源，并根据燃料的特性资料作为锅炉或燃气轮机的设计依据。争取订购到与设计相符的燃料，同时熟悉矿源燃料的产量、质量、运输方法和运输能力，包括港口中转能力，以便做好各阶段各时期的采购和运输，并由供、运、需三方签订供货合同。如不能取得设计燃料，也必须选用和订购与设计燃料基本相符和在设计允许变动范围内的燃料，否则，应经过试烧后才可选购。

燃料的验收　对入厂燃料的数量和质量必须经过准确的检验和验收，不符合合同质量要求的燃料应拒收，数量不足时，经公证后索赔。经铁路运输的入厂煤，采用轨道衡或检尺量方计算煤量；船舶运输时，以吃水深度计算煤量；汽车运煤时，用地中衡计算煤量。对入厂的燃油或燃气，也应根据来油来气的方式进行计量。用于计量燃料量的设备，经过计量部门定期检定，并按照产品使用要求做好维护管理工作，以保证计量的准确性。对燃料质量的检测，应按现行的国家或行业标准进行采样、制样和试验分析，对于新的和较特殊的煤种还应进行煤灰成分分析和着火特性、燃尽特性、结渣特性的试验与判别（见煤质分析）。

燃料的传送、储存和掺配　为保护燃煤传输设备不致遭受外力损坏，一般应在系统的前部合适部位设置“四块”分离装置。电厂的储煤场地，应根据当地的气候特点，设置防暴风和暴雨的设施（如干煤棚）。如有多种燃料入厂且特性不同，则应分堆存放并有明显的标记或编号，并应研究不同燃料合适的掺合比例和掺烧方式（可采用在煤场掺混、在原煤仓掺混或分仓进不同煤种等方法）。对易于自燃的煤种应尽快燃用，加快场地存煤的周转；对需堆存较长时间的燃料，应采取压实、封存等措施，并注意测量煤堆的温度，防止煤炭自燃。对存放油燃料的地区应专门划定，并严格执行有关防火及消防的规定。

向锅炉输煤和对用煤的统计、核算　一般电厂使用带式输煤系统将储煤场的原煤送至锅炉原煤斗中。输煤系统中应设置破碎机及除铁装置，以及入炉煤的计量和取样装置。对大型火电机组应实现分炉计算燃煤量，要求输煤系统的煤计量装置有一定的精确度，并能正常使用。对燃煤量的统计、核算应做到分机组、分值进行初算，再定期按入厂煤和盘整场地的实际存煤量、实耗煤，以及发供电量进行决算，努力缩小电厂经营煤耗与技术煤耗的差别，节能降耗。

ranliao zhiliang jiandu

燃料质量监督 (fuel quality supervision) 指火电厂对日常生产所用燃料（包括煤炭、燃料油、燃料气、水煤浆和生物质燃料等）的质量的检测和数量的计量及有效性的确认过程，是火电厂化学监督的组成部分。燃料的数量关系到火电厂成本的核算，从而影响火电厂的经济效益；燃料的质量影响火电厂相关设备（尤其是锅炉、磨煤机）运行的安全性和经济性。燃料质量监督工作包括燃料的采购计划的编制、实施、入厂计量及质检、存储、混配、入炉计量及质检等环节，其中最为重要的是燃料入厂与入炉的质检工作，包括燃料采（制）样和质量指标的检测。通过开展规范的燃料质量监督工作，可合理地控制火电厂燃料成本，同时为锅炉机组安全运行提供指导，为准确测定发供电煤耗提供必要的依据。

采样　按国家、行业标准或公认的方法由人工或机械采制样设备从一批燃料中采到具有代表该燃料平均质量的样品。对固体燃料、液体燃料和气体燃料，有不同的采样方法。对于人工采到的固体燃料样品，还需将其进一步制备成少量的分析样品，以供试验室化验。

固体燃料采样　固体燃料通常包括煤炭、煤矸石、石油焦、油页岩及固体生物质燃料（如秸秆等），其采样方法通常基于统计学上的抽样原理进行设计，可采用人工或机械的方式进行。

由于机械采制样设备中的采样器和缩分器对煤炭粒度变化的适应性较差，因此人工采样比机械采样在煤炭种类的适应性、采样的准确性方面具有一定的优势；而机械采制样设备能够适时地调整采取的子样数目、获取较大的煤样量并迅速处理制备，从而能获得更好的精密度，因此机械采样比人工采样在采样的精密度方面更具有优势。另外机械采样装置的自动化程度高和不受人为干涉的特点也是人工采样所无法比拟的。

按照采样地点的形式分类可划分为：静止煤（运输工具顶部、煤堆）采样、移动煤流（输煤皮带上、管道中）采样两种方式。入厂煤一般在运输工具上或港口码头到煤场的输煤皮带上进行采样；对于从电厂煤场至锅炉燃烧阶段的入炉

煤，一般在运煤皮带上采样。

对煤炭采样是否具有代表性的评判（即对采样方法的评判）通常使用两个指标：采样精密度和偏倚（又称系统偏差）。通过改变采样方案，可设计出不同精密度的采样方法。不论是人工采样还是机械采样均应不能产生过大的偏倚。

煤炭采样方法中规定了采样方案的确定方法和采样的实施方法。采样方案的确定内容包括：采样精密度、如何划分采样单元、每个采样单元子样数目、子样质量和总样质量。采样的实施方法主要指如何布置子样点：机械采样移动煤流时以时间基或质量基系统采样方式或分层随采样方式布置子样点，采样时，采样器按照预先设定的时间、质量间隔或间隔内随机截取一完整煤流横截段作为一子样；人工和机械采样静止煤时采用质量基采样方式布置子样点，机械采样静止煤时，子样位置选择可为全深度采样、深部分层采样，人工采样静止煤时，子样位置选择为顶部采样，子样分布按照系统或随机方式布置。

机械采制样装置基本结构组成为：采样器系统（包括初级采样器及其驱动设备）、一级或多级在线制样系统（包括集样槽、给料机、破碎机和缩分器）、样品收集器、弃样（余煤）回送装置和控制系统。移动煤流（皮带上）机械采样装置的采样器通常分为落流采样和横过皮带两种方式。静止煤机械采样装置的采样器通常分为机械螺杆和旋转筒两种方式。

对于人工采样，制样作为采样的后续环节单独进行；对于机械采样，一般在采样过程中同时进行制样（机械采制样设备有采样器、破碎器和缩分器共同组成），也有机械采样器与离线式制样器分离、先采样后制样的采制样形式。因不同粒度煤炭的密度和化学成分各异，故对制样有其特殊要求。制样就是对所采集的样品进行减小粒度和减少质量，并保持原始样品的代表性，使其符合试验室要求的过程。它包括破碎、过筛、掺合和缩分。常用的缩分方法有：①堆锥四分法。按规定把样品堆成锥形并压平，取其相对两个扇形体作保留样，此法运用于粒度不小于 13mm 煤样的缩分。②机械缩分法。常用的有二分器和旋转式缩分机，它适于粒度小于 13mm 煤样的缩分。③棋盘式缩分法。煤样摊成一定厚度，并划分成长宽相等的若干方格，而后从每个方格中取出少量煤样掺合成一个样品，此法适于粒度在 3mm 以下煤样的缩分。④条带截取法。将煤样充分混合后，顺着一个方向随机铺放成一长带，带长至少为宽度的 10 倍。然后用一宽度至少为煤样标称最大粒度 3 倍，边高大于煤样带厚度的取样框，沿样带长度，每隔一定距离截取一段煤样为子样。将所有子样合并为缩分后煤样。

液体燃料采样　因燃油所处的状态不同，液体燃料采样分静态采样法和动态采样法两种。静态采样法，系指在静止燃油中采样，如利用加重底的笼式采样容器沉入储油罐、船舱中采取油样。动态采样法，系指在流动燃油中采样，如入厂输油管道中的燃油和炉前油泵出口管道中燃油的采样。

气体燃料采样　由于气体中待测组分各异，含量大小不等，故有集气瓶法和储气瓶法之分。集气瓶法系利用两端带有活塞而体积较小的玻璃采样管收集气体，适用于待测组分含量小的样品。储气瓶法系利用容积较大的容器收集待测气体，此法又分为湿式储气瓶法和干式储气瓶法，前者用饱和盐水为封闭液进行采样，适用于待测组分不易溶解于封闭液的气体；后者则预先抽真空后采集气体，适用于待测组分易溶解于封闭液及不能立即分析的气体的采样。

检测　按标准规定的检测方法获取需要的燃料质量指标。燃料质量指标的选择应满足火电厂成本（燃料）核算及指导火电厂安全、经济运行的需求。

检测项目　即燃料质量指标。纳入燃料质量监督的煤炭检测项目有全水分、工业分析（水分、灰分、挥发分和固定碳）、发热量和硫分。入厂煤检验一般按煤品种每批采样和检测。入炉煤检验则要求每班采样并检测全水分，依据各班上煤量加权平均的全水分作为每值入炉煤的全水分；每值则分析按各班煤量加权制成的综合煤样的工业分析、发热量和硫分。对液体燃料，检测项目有水分、密度和黏度等；对气体燃料，有水分、密度等。

检测方法　煤质检测方法按测定原理不同分为经典化学分析法和仪器分析法。经典化学分析法是以被测物质的特殊化学反应为基础的分析方法，主要有重量分析法和容量分析法。仪器分析法是以物质的物理和化学性质为基础的分析方法。在煤质分析中常见的有重量法进行工业分析，红外线法测定碳、氢、硫，热导法测定氮，氧弹热量计法测定发热量。随着科学的发展，核技术和微波技术也逐步应用于测定煤的各种物化特性。

在火电厂煤质检测结果主要有两个用途：入厂煤商务结算和锅炉运行指导。对于入厂煤结算来说，试验室内煤质分析周期基本满足需要，但在煤质验收工作中由于煤质分析周期较长而不能及时发现不合格煤炭入厂；但对于锅炉运行指导，入炉煤在试验室内检测已滞后于生产运行需要，这种检测仍须采样并制出分析样品后才能进行测试。因而不能及时提供煤质数据，而影响入炉煤实时监测和及时指导锅炉燃料调整，给火电厂运行带来了不安全因素和经济损失。因此在实现煤炭机械化采样的同时，还需要配置在线或旁线煤监测仪表以适应电厂生产的需要。

ranqilunji

燃气轮机

燃气轮机　(gas turbine)　由压气机、加热工质的设备（如燃烧室）、燃气透平、控制系统和辅助设备组成，将气体压缩、加热后送入透平中膨胀做功，把一部分热能转变为机械能的旋转原动机。燃气轮机的主要辅助设备有燃料系统、润滑油和液压油系统、进排气系统、起动装置等。燃气轮机主要用于航空和发电，也可用于机车、汽车、坦克、舰船及工质压缩与输送等其他领域。

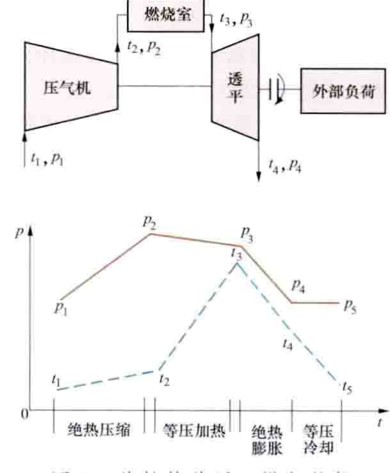


图 1　单轴简单循环燃气轮机的工作原理

工作原理　单轴简单循环燃气轮机的工作原理见图 1。压气机从大气

中吸入温度为 t_1、压力为 p_1 的空气，经绝热压缩，压力和温度均升高；压缩后温度为 t_2、压力为 p_2 的空气进入燃烧室，与从燃料喷嘴喷出的燃料进行近似于等压的混合和燃烧，产生温度高达 t_3 的燃气；燃气随即进入透平，经绝热膨胀做功，推动透平带着压气机一起旋转；膨胀做功后燃气的温度 t_4 和压力 p_4 都降低，此后直接排入大气。由此完成把燃料的热能部分转化为机械能的工作全过程。透平发出的功率约有2/3消耗在压气机中，用以压缩空气，其余1/3成为燃气轮机输出的机械功率，用来带动外负荷（见燃气轮机热力循环）。

主要性能参数　①额定功率。指在标准参考条件下（15℃、0.1013MPa、60%相对湿度），燃气初温 t_3（或透平第一级动叶入口的燃气温度TRIT）为额定设计值、机组进排气压降为制造厂规定值时，发电机轴端连续输出的功率。②效率或热耗率。效率指燃料的热能转化为机械能的份额，热耗率指发出单位功所耗的热能。2012年单机的最大效率已达44.5%，即热耗率为8090kJ/（kW·h）。③比功。指单位工质所发的功率。④比重量。指单位功率所需的机器重量。⑤压缩比。指工质在压气机前后压力的比值。⑥工质的流率。指单位时间内流经机组的工质流量。⑦起动特性与加载特性。⑧全速空载工况下的燃料消耗率。

应力求燃气轮机具有较大的单机功率、效率、比功和较小的比重量。此外，还需关注非设计工况下燃气轮机的变工况性能，其主要影响因素有空气温度、湿度、厂址海拔高度、入口压降和排气压降、燃料品种、喷入的蒸汽或抽出的空气流量等（参见燃气轮机变工况性能）。大气温度越高，空气密度越小，质量流量越小，则燃气轮机的功率越低，热耗率越大。厂址海拔高度越高，空气密度越小，机组功率将成比例地减小，而热耗率与其他循环参数则不受影响。有时，为了控制 NO_x 的排放，往往在燃烧室头部喷入水蒸气或水。图2所示为GE公司MS7001EA型机组在喷入水蒸气时，对功率和热耗率的影响。

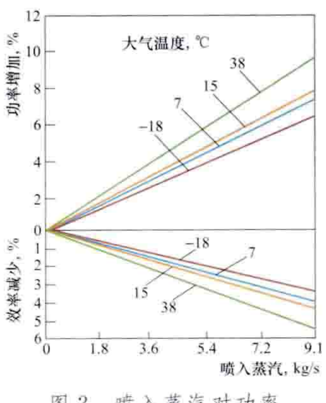


图2　喷入蒸汽对功率和效率的影响

当需要从压气机出口抽出空气供其他用途时，每抽出1%空气将使机组功率降低约2%。

提高燃气的初温比 T_3/T_1，选用最佳的压缩比，提高压气机、燃烧室和燃气透平等部件的效率，减小流阻损失等因素都有改善机组效率和提高功率的效果。

表中所示为某些具有代表性的简单循环燃气轮机发电机组的性能数据。

简单循环燃气轮机发电机组的性能数据

性能参数 \ 型号	6B3 - Series*	LMS100PB	9E3 - Series	9F5 - Series	9F7 - Series	GT26	M701F4	M701F5	SGT5 - 8000H
第一台机组的生产年份	1978	2010	1992	1996	2011	2011	1992	1992	2008
发电机功率（kW，ISO）	43000	100400	128183	261284	339366	326000	324300	359000	375000
净热耗率（LHV）[kJ/(kW·h)，ISO]	10871.8	8153.6	10526.9	9647.2	8993.2	8932.0	9024.9	8997.4	8997.4
净热效率（LHV,%，ISO）	33.0	44.1	34.2	37.2	39.9	40.3	39.9	40.0	40.0
压缩比	12.7	40.0	12.9	16.7	19.7	35.0	18.0	21.0	19.2
透平第一级动叶前的燃气温度（℃）	1104		1124	1288	1370	1235		1427	
转速（r/min）	5163	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
空气流量（kg/s）	145.2	220.0	544.4	665.4	666.8	692.2	712.2	712.2	829.2
排气温度（℃）	542.2	412.8	416.7	597.8	627.2	602.8	591.7	610.6	617.2

*　宜在分布式热电冷三联供能源系统中选用，其余宜用于大型发电机组。
数据来源：Gas Turbine World 2013 Performance Specs 29th Edition. Jan.-Feb. 2013 Volume 43 No.1。

类型　燃气轮机类型很多。一般地，按结构轻重程度，可分为重型和轻型；按循环方式，可分为简单循环和复杂循环；按轴系布置，可分为单轴、分轴和多轴轴系；按工质循环回路形式，可分为开式和闭式。

重型和轻型燃气轮机　重型燃气轮机的部件较厚重，设计时不计较其自身重量，考虑要有较长的检修周期和使用寿命，并能燃用轻油、柴油、重油和天然气等多种燃料（见燃气轮机常规燃料）。一般常规的发电用燃气轮机（剖视图见图3）多用重型机组。轻型燃气轮机以航机改型的机组为主（又称航改型燃气轮机），是利用航空发动机做燃气发生器，推动动力透平驱动外负荷的装置。设计轻型燃气轮机时，力求降低单位输出功率的重量，其检修周期和使用寿命均较短（改型后寿命可适当增长），通常用作功率较小的船舶或压缩机的动力装置。若要用于大功率发电机组，往往由数台轻型燃气轮机共同推动一台动力透平，或由数台动力透平串联，共同驱动一台大功率的发电机。轻型燃气轮机的起动速度很快，一般不到2min就能从冷态起动到带满负荷，故可用作紧急备用电源。

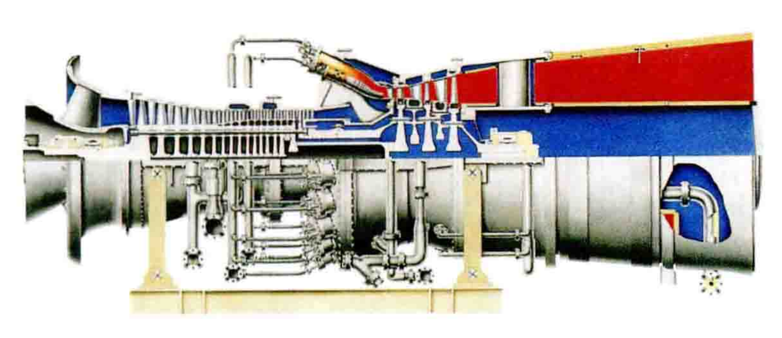


图 3 重型燃气轮机剖视图

简单循环和复杂循环燃气轮机 在理想的简单循环燃气轮机中，工质只经历由绝热压缩、等压加热、绝热膨胀和等压放热四个过程组成的基本热力循环，而完成把燃料的热能部分转化为机械能的任务。该类燃气轮机只有压气机、燃烧室和燃气透平三大能量转换部件。为提高循环的效率和比功，可采用较复杂的热力循环。例如，在压缩过程中采用一次或二次中间冷却，为此要增设空气中间冷却器；在透平膨胀过程中对燃气进行再加热，为此要增设再热燃烧室；还可采用回热器来回收排气余热。该类复杂循环燃气轮机的效率和比功较大，但结构较复杂，应用较少。

单轴、分轴和多轴燃气轮机 单轴燃气轮机把压气机、透平和发电机串联在一根轴系上，结构简单。分轴燃气轮机把压气机和发电机分开，分别由两台透平驱动，形成两个轴系，起动特性良好，可用作汽车等的动力装置。为解决压气机喘振问题或采用复杂循环时，压气机和透平要分成高压和低压两段或多段，并具有不同的转速，因此需要采用多轴结构，套轴的多转子结构在航空燃气轮机中应用较多。

开式和闭式燃气轮机 压气机自大气吸入空气作为工质，透平排出的燃气又排入大气的，称为开式燃气轮机。开式简单循环的燃气轮机具有质量轻、体积小、设备简单、起动快、自动化程度高等特点，已获得广泛应用，但只能燃用液体或气体燃料。如果工质在封闭的系统中循环，而采用外燃方式对压缩后的工质加热，则为闭式燃气轮机。其中工质的初压力可以提高，因此在相同的结构尺寸、工质初温和压缩比下，闭式燃气轮机中工质流量较大，单机功率也较大。还可燃用固体燃料或以核反应堆为热源，但系统复杂，配置的工质加热器相当于一台锅炉，不仅体积大，要耗费大量耐高温的合金钢，而且燃气初温受到加热器钢材许可温度的限制，因而除核能燃气轮机系统外很少应用。

发展历史与现状 中国在 12 世纪就有走马灯的记载，这是世界上记载最早的以燃气为动力使转子旋转的装置。20 世纪 50 年代，在燃气初温受限制的情况下，许多厂家研究开发过多种效率较高的复杂循环燃气轮机、闭式燃气轮机以及自由活塞燃气轮机。但自 20 世纪六七十年代以后，随着透平叶片冷却技术、高温材料、空气动力学和制造工艺等基础技术的发展，开式简单循环燃气轮机的热效率和运行可靠性不断提高，该类型机组已成为燃气轮机发展的主流。20 世纪末和 21 世纪初，发电用大型燃气轮机的技术发展迅速，燃气初温已达 1427～1600℃，单机容量已提高到 375MW，供电效率为 36%～44.5%。尤其是燃气-蒸汽联合循环已经成熟，单轴联合循环机组的容量已超过 570MW，供电效率为56%～60%，可用率为 90%～95%，加上世界范围内天然气资源的进一步开发，使燃气轮机及其联合循环在世界电力工业中的地位发生了很大变化，功率份额增加迅速。燃气轮机组不仅用作调峰机组，还用来携带基本负荷和中间负荷。20 世纪末，随着天然气资源的开发和广泛使用，输气管线逐渐普及，这为分布式热电冷三联供能源系统的兴起奠定了基础，同时为中小型电网应用功率介于几十千瓦至十万千瓦之间的中小型燃气轮机创造了条件。随着风能和太阳能发电工业的逐渐建立和并网运行，为了适应这两种能源的瞬变特性，要求电网中必须设置更大容量、能快速起动、机动性好的高效燃气轮机，以满足电网稳定运行的要求。例如，已开始设计单机容量为 510MW、供电效率为 61%的联合循环机组，要求其热态起动时间小于 30min，功率降至 30%～40%时机组运行性能仍然良好，负荷变动率可达 50MW/min（比现有值增高 1 倍），而且具有良好的污染排放特性。洁净煤发电技术的逐渐应用为燃气轮机进一步在电网中使用开辟了新方向，可研究改烧低热值合成气、甲醇和氢气等特殊燃料的新型燃气轮机。中国燃气轮机工业还不够发达，为了适应国民经济可持续发展的需要，亟须建立起独立自主的燃气轮机工业体系。

ranqilunji anzhuang

燃气轮机安装 (gas turbine erection) 燃气轮机本体出厂时一般整体供货，不需现场装配。燃气轮机在基础上的整体安装工程量较小，安装时应重点通过对各部件检查、找正、连接、清洗及试验等工艺手段，使燃气轮机各支承点的荷载均衡，与发电机轴系中心一致，膨胀正常，在高温、高转速的工作条件下能安全、经济运行，且无泄漏，运行参数符合设计标准。燃气轮机安装的主要工序有地脚螺栓安装、台板就位找正、燃气轮机就位与找正、燃烧室安装、润滑油和控制油系统安装、进气系统安装、密封与保温。

地脚螺栓安装 地脚螺栓及其埋件在基础施工时同步进行安装。为确保其位置的正确和牢固，安装时应采取可靠的加固措施，以防浇灌混凝土时发生偏移。

台板就位找正 工艺和要求与汽轮机台板就位找正相同（见汽轮机安装）。

燃气轮机就位与找正 燃气轮机组件重量较大，应选用起重量较大的起重机械起吊就位，或根据厂房布置情况将组件拖运到基础上就位。组件就位时需按照基础中心线调整其位置，并检查和调整机座与台板的接触情况。燃气轮机初步找正后进行轴系中心找正。燃气轮机找中心工作要点：①燃气透平与排气扩散器连接时要加强联轴器中心监视，防止中心变动；②在燃气-蒸汽联合循环系统中，燃气轮机轴系中心找正工作一般与汽轮机（单轴）同时进行；③密切监视基础沉降对轴系中心的影响；④调整燃气轮机保证轴系中心的同时，需要考虑燃气轮机支撑脚的荷载分配需均衡；⑤对露天布置的设备，要考虑日照及气温的影响；⑥联轴器连接完毕后需对联轴器同心度进行复测。

燃烧室安装 燃烧室是燃气轮机的关键部件，一般与燃

气轮机本体组装供货，不需现场安装。

润滑油和控制油系统安装　润滑油和控制油系统均由油泵、油箱、过滤器、冷油器、连接管路组成，配装电气、热工设备等附件后，采用模块式整体供货，安装工艺及要求与汽轮机安装相同。

进气系统安装　进气系统为燃气轮机提供大量清洁空气，是燃气轮机不可缺少又相对独立的系统。进气系统体积庞大，安装时应保证系统内部的清洁度、密封性和零件牢固性（必要时点焊）。

密封与保温　燃气轮机安装时采取可靠的密封措施：①管道焊口做100%透视检查；②系统按不同设计压力分段进行压力试验；③系统中法兰一般采用缠绕式金属垫片；④对主设备采用封闭式隔热隔声外罩结构，罩内设有通风、CO检测和CO_2灭火系统。燃气轮机一般采用轻质成型的绝热材料保温。

ranqilunji biangongkuang xingneng

燃气轮机变工况性能　(off-design performance of gas turbine unit)　燃气轮机在偏离设计工况（或额定工况）的所有稳态工况下运行时，机组的运行参数和性能参数的变化规律。在变工况条件下工作时，机组应满足：不超温（即燃气初温的绝对值不大于设计值），不超速（即机组的相对转速$\bar{n}\leqslant\bar{n}_0=1$），压气机不喘振（见压气机喘振），同时还要满足负载特性的某些特殊要求。燃气轮机的变工况性能与机组的轴系布置（见燃气轮机总体结构）、所携带的负荷特性，以及大气参数的变化等因素有关。通常，可以针对燃气轮机的不同轴系方案来讨论该机组的变工况性能。

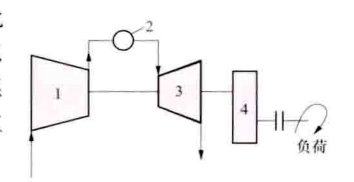


图1　单轴燃气轮机轴系示意

1—压气机；2—燃烧室；3—燃气透平；4—齿轮箱

单轴燃气轮机的变工况性能　单轴燃气轮机轴系示意如图1所示，它是由一台压气机1、一组燃烧室2和一台燃气透平3组成的仅有一根转轴的最简单的燃气轮机。图2所示为该类型轴系方案的燃气透平初温t_3和热效率η_e随相对负荷P/P_0的变化规律，图3所示为该方案的变工况运行线。如图1～图3所示，该轴系调节简单，容易实现自动化。（见燃气轮机总体结构）

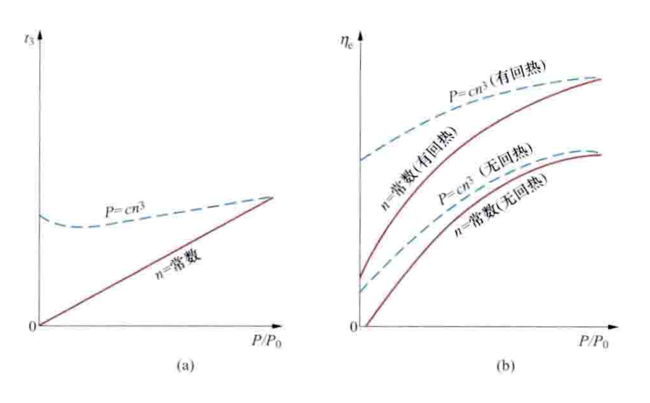


图2　单轴燃气轮机的t_3和η_e随$f(P/P_0)$变化曲线

(a) $t_3-f(P/P_0)$ 曲线；(b) $\eta_e-f(P/P_0)$ 曲线

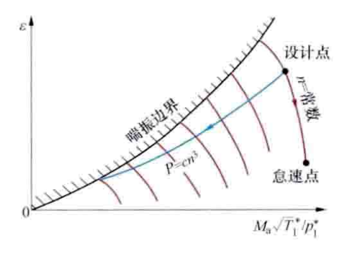


图3　单轴燃气轮机的变工况运行线

图4所示为单轴燃气轮机的通用变工况性能曲线。该变工况性能曲线是以相对功率$\bar{P}_e$和相对转速$\bar{n}$为坐标，绘制出一系列等T_3^*线和等$\bar{q}_f$（相对燃料流量）线，图中压气机的喘振边界限定了燃气轮机不能在该喘振边界的左侧区域运行。图中最佳工况线是每条等$\bar{q}_f$线上最高点的连线，所以是最经济的运行线。如图4所示，机组的安全运行范围为$T_3^*\leqslant T_{3\max}^*$，$\bar{n}\leqslant\bar{n}_{\max}$；压气机不喘振，$T_{30}^*$和$\bar{n}$也可选$T_{30}^*$和$\bar{n}_0$为限制值，由设计者决定。图4还显示单轴燃气轮机的转速变化范围较小，通常$\bar{n}_{\min}$为0.65～0.7。下标max和min表示相关参数的最大值和最小值。

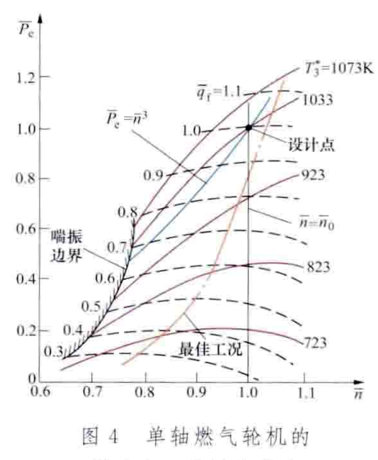


图4　单轴燃气轮机的通用变工况性能曲线

当燃气轮机携带不同性质的负载时，机组的运行线$\bar{P}_e=f(\bar{n})$将因负载性质的不同而有所不同。图4所示$\bar{n}=\bar{n}_0=1.0$线和$\bar{P}_e=\bar{n}^3$线就是等转速的发电负荷特性线和变转速的螺旋桨负荷特性线。在这两条曲线上标注的各参数则为携带这两种负荷时燃气轮机的性能参数。

分轴燃气轮机的变工况性能　该轴系的关联如图5所示，将单轴燃气轮机的透平分为两个，一个驱动压气机，另一个驱动负荷，即为分轴燃气轮机。广泛使用的分轴方案为2/L方案（"2/L"为机组的方案代号，含义见燃气轮机总体结构）。该类分轴燃气轮机是由压气机1、燃烧室2和高压透平3组成的燃气发生器与动力透平4相配而成的机组。燃气发生器中产生的高温高压燃气导入动力透平中做功以驱动负荷，其变工况性能参数与运行曲线示例见图6和图7。

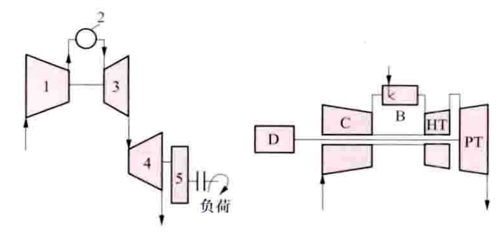


图5　2/L型分轴燃气轮机轴系的关联

1—压气机；2—燃烧室；3—高压透平；4—动力透平；5—齿轮箱；D—负荷

图8所示为2/L型分轴燃气轮机的变工况性能曲线，与图4相似，图8也以相对输出功率和相对转速为坐标绘制。图中$\bar{n}_{pt}$为动力透平转速（即相对输出转速），$\bar{n}_c$为燃气发生

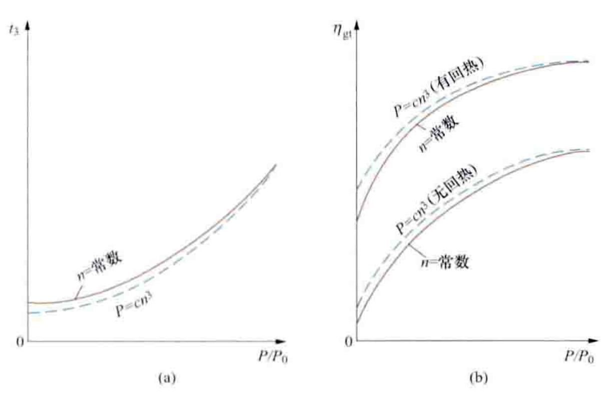


图 6　2/L 型分轴燃气轮机 t_3、η_{gt} 与相对负荷 $f(P/P_0)$ 关系曲线

(a) $t_3-f(P/P_0)$ 曲线；(b) $\eta_{gt}-f(P/P_0)$ 曲线

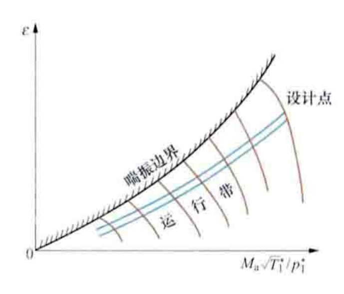


图 7　2/L 型分轴燃气轮机的变工况运行曲线

器的相对转速。与单轴燃气轮机相比，分轴燃气轮机的输出转速可在很大范围内变化，工作时 $\bar{n}_{pt}$ 甚至可降至零。当机组功率较低时，压气机也将进入喘振工况，需要在压气机中关小可转导叶或前几级可转静叶的安装角，并开启级间放气阀放气来避免喘振。

分轴燃气轮机运行的限制条件为 $\bar{n}_c \leqslant \bar{n}_{cmax}$，$\bar{n}_{pt} \leqslant \bar{n}_{ptmax}$，$T_3^* \leqslant T_{3max}^*$。分轴机组扭矩性能良好，其输出扭矩随输出转速 $\bar{n}_{pt}$ 的降低而增加。当 $\bar{n}_c = \bar{n}_{c0} = 1$、$\bar{n}_{pt} = 0$ 时，扭矩比达到 $\overline{M}_{max}$（$\overline{M}_{max}$ 可以大于或等于 2）。而单轴机组的扭矩性能较差，其输出扭矩随机组输出转速的下降而降低。

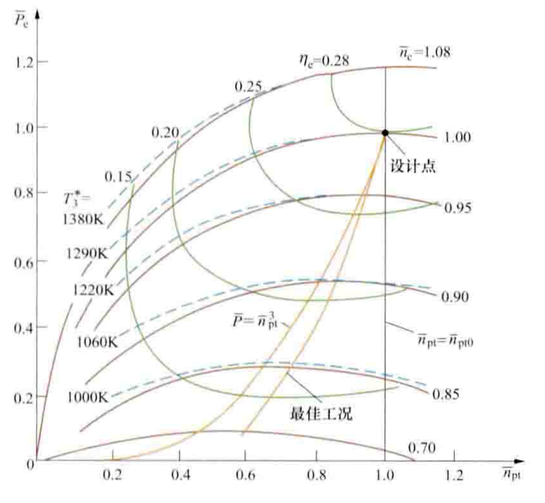


图 8　2/L 型分轴燃气轮机的变工况性能曲线

在对单轴与分轴机组作比较时还需注意加载性和甩负荷时的超速问题。单轴机组带动恒速负载运行时转速不变，加载或减载时无需克服机组转子的惯性影响；而在分轴机组中压气机转速 n_c 是变化的，加速或减速时需克服燃气发生器转子的惯性。甩负荷时，分轴机组的动力透平不与转动惯量较大的压气机共轴，压气机就不会阻滞动力透平转速 $\bar{n}_{pt}$ 的变化，甩负荷时动力透平的超速问题就比较严重。因此，发电用燃气轮机大多采用单轴方案，特别是功率大于或等于 100MW 的大功率机组全为单轴燃气轮机。而分轴燃气轮机主要用于带动变速负荷。

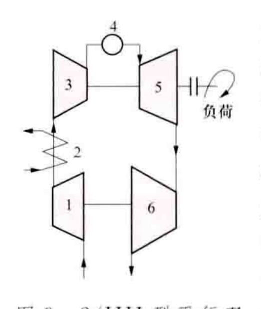


图 9　2/HH 型平行双轴燃气轮机轴系结构示意图

1—低压压气机；2—空气间冷器；3—高压压气机；4—燃烧室；5—高压透平；6—低压透平

2/HH 型平行双轴燃气轮机的变工况性能　该轴系的结构见图 9，变工况时机组性能参数和相对负荷 P_{gt}/P_{gt0} 的变化关系见图 10 和图 11。

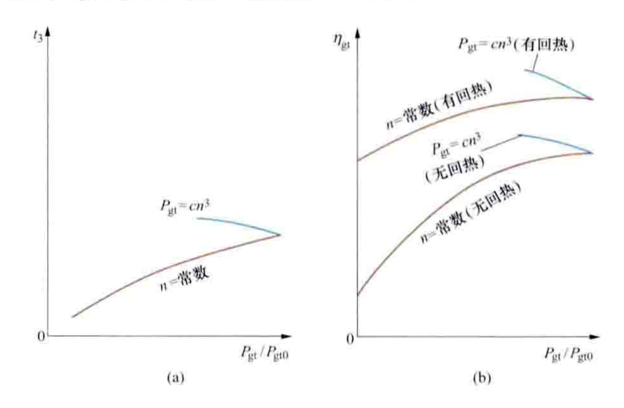


图 10　2/HH 型平行双轴燃气轮机 t_3、η_{gt} 与 $f(P_{gt}/P_{gt0})$ 关系曲线

(a) $t_3-f(P_{gt}/P_{gt0})$ 曲线；(b) $\eta_{gt}-f(P_{gt}/P_{gt0})$ 曲线

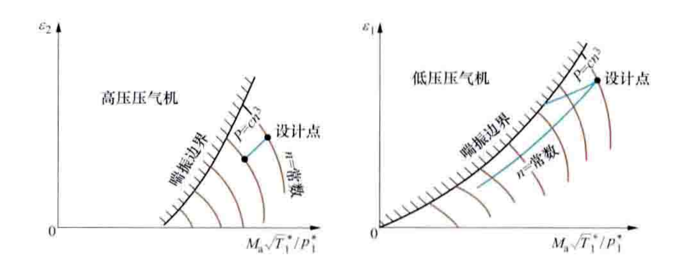


图 11　2/HH 型平行双轴燃气轮机变工况运行线

在携带不变节距的螺旋桨负荷时，为保证高、低压压气机都不发生喘振，确保燃气轮机能够稳定地全程工作，改由低压压气机拖动负荷，也可采用 2/LL 型轴系布置方案。但因为该类型机组只能在 $P=P/P_0 \geqslant 40\%$ 条件下才能稳定地工作，所以不能用该类型机组携带恒速发电机负荷。

三轴燃气轮机的变工况性能　该方案可进一步分为三轴 3/H 方案、三轴 3/I 方案和三轴 3/L 方案。图 12 所示为三类方案的轴系结构，图 13 所示为三轴方案的燃气初温 t_3 和效率 η_{gt} 随相对负荷 P_{gt}/P_{gt0} 的变化规律，图 14 所示为三轴方案带螺旋桨负荷时的变工况运行曲线。

如图 12～图 14 所示，三轴方案的特点是：①压气机轴

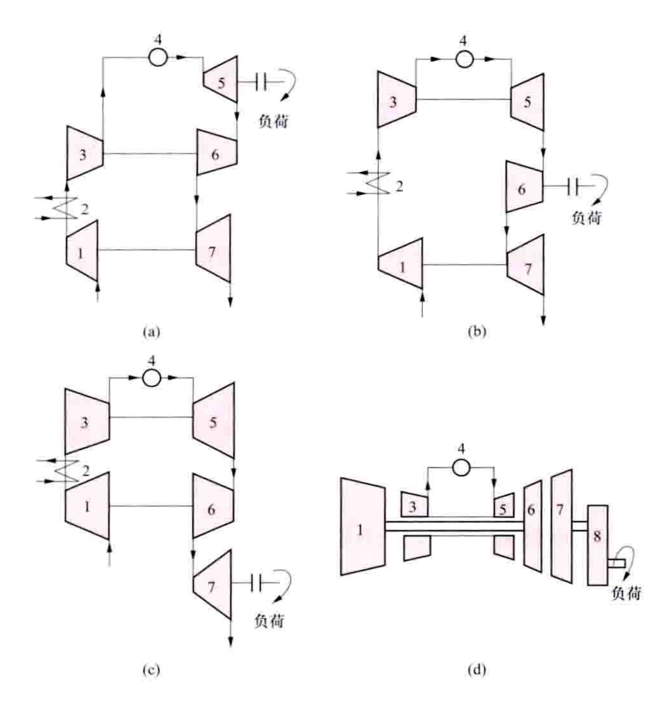


图 12　三轴方案的轴系结构

（a）三轴 3/H 方案；（b）三轴 3/I 方案；（c）三轴 3/L 方案；（d）三轴 3/L 方案的航机改型机

1—低压压气机；2—空气间冷器；3—高压压气机；4—燃烧室；5—高压透平；6—中压透平；7—低压透平；8—齿轮箱

与负荷轴无机械连接关系。②3/H 方案中，机组的效率几乎不随负荷大小而变，但工作稳定性较差，当 $P\leqslant 70\% P_0$ 后，低压压气机就会喘振。③3/I 方案的工作稳定性最好，适宜携带螺旋桨负荷，任何工况下高、低压压气机都不会喘振。④3/L 方案的工作稳定性比 3/H 方案好，但当 $P\leqslant 50\% P_0$ 后，低压压气机仍会发生喘振。要正常工作，应使低压压气机放气防喘，但机组的效率会明显恶化。⑤3/I方案的空载燃料消耗量比双轴方案低。⑥加载性能差，因为负荷变化时，空气流量的变化较大，不能大量喷入燃料量，否则易超温。⑦起动机功率更小。⑧甩负荷时动力透平易超速，必须采取保护措施。

图 13　三轴方案的 t_3、η_{gt} 与 $f(P_{gt}/P_{gt0})$ 变化关系

——3/H 方案；——3/I 方案；——3/L 方案

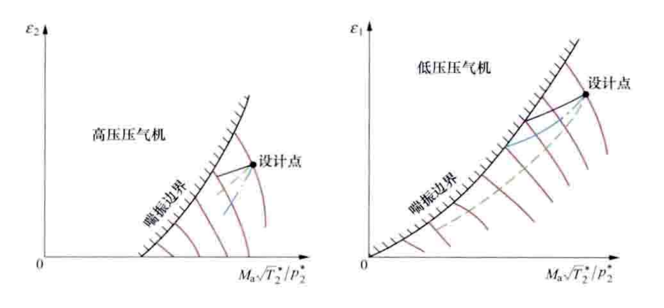


图 14　三轴方案的变工况运行线

——3/H 方案；——3/I 方案；——3/L 方案

3/L 型三轴燃气轮机主要由双转子航空发动机改型而成。具体是将双转子航机改型为双转子燃气发生器，再在其后加装一台动力透平以输出功率。

图 15 所示为 3/L 型燃气轮机的变工况性能曲线。比较图 15 与图 8 可知，3/L 机组的其他性能与分轴机组相似，但 3/L 机组采用双转子燃气发生器，能更好地协调压气机工作，以避免喘振。

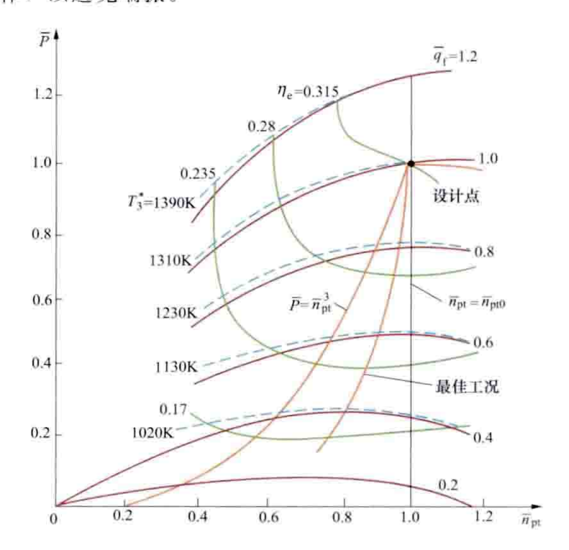


图 15　3/L 型燃气轮机的变工况性能曲线

3/L 型燃气轮机已大量用于机械驱动、舰船与坦克的动力和发电。

大气参数变化对燃气轮机性能的影响　燃气轮机以空气为工质，其比功较小，空气流量大，大气温度 t_a 与压力对燃气轮机的出力和效率影响较大，如图 16 所示。

图 16　单轴燃气轮机最大工况下各参数随大气温度的变化

大气压力 p_a 升高时，空气比体积减小，空气流量增加，出力增大；p_a 降低时情况相反，出力减小。在保持 $T_3^*=T_{30}^*$ 不变的最大工况下，p_a 变化不影响温比 T_3^*/T_a（即 T_3^*/T_a 不变），对机组效率的影响不大，但由于空气流量正比于 p_a，所以 $\bar{P}_e$ 的变化与 p_a 成正比。大气湿度变化对燃气轮机性能的影响则较小。

参考书目

清华大学热能工程系动力机械与工程研究所，深圳南山热电股份有限公司. 燃气轮机与燃气-蒸汽联合循环装置. 北京：中国

电力出版社，2007.

ranqilunji changgui ranliao

燃气轮机常规燃料 (common fuels for gas turbine unit)

燃气轮机通常使用的燃料分为液体燃料与气体燃料。发电用燃气轮机的常规液体燃料是石油馏出产品，含柴油和重油；常规气体燃料是天然气。它们必须通过选择或处理达到一定规范后才能使用。对液体燃料和气体燃料的性能要求，一般从物理性质、燃烧特性和使用性三个方面考虑。

物理性质 包括密度、黏度、表面张力、凝固点、沸点、饱和蒸气压和临界参数、比热容、导热系数等。它们影响燃料供给系统和燃料喷嘴的选择和设计。

燃烧特性 包括热值（发热量）、自燃着火温度、闪点、可燃浓度极限、爆炸浓度极限、残炭、污染物含量等。它们影响燃烧室的选择和设计，也影响燃料的使用安全。

使用性 包括热安定性、掺混适应性、对金属的腐蚀性、与橡胶的相容性、洁净性等。它们影响燃料的输送、储存，也影响机组及附属系统的使用安全。

韦伯（Wobbe）指数又称互换性因子，是气体燃料的一项综合指标，其计算式为

$$WI = LHV/\sqrt{SG_{gas}T}$$

式中 LHV 为燃料的低位热值，MJ/m^3，标准状态；SG_{gas} 为燃料气与空气密度的比值，烧天然气时 $SG_{gas}=0.58\sim0.72$；T 为燃料的绝对温度，K。如果两种气体燃料的韦伯指数相同或很接近，则可以在燃气轮机中用同一个燃料系统和喷嘴，良好地交替燃烧这两种气体燃料。对于 PG9351FA 燃气轮机的 DLN-2.0 型燃烧室来说，该指数的设计值为 42.08。当用单母管供给天然气时，允许该指数在±5%范围内变化。

对发电用燃气轮机，燃料性能和燃烧特性的要求见表。

发电用燃气轮机燃料性能和燃烧特性的要求

燃料种类		对燃料特性的要求与处理措施	燃烧特性	对燃气轮机的要求
液体燃料	柴油	350℃馏出量的质量百分数不低于85%，闪点不低于60℃，硫分的质量分数不大于0.5%，20℃时的黏度不超过（2.5～9）×$10^{-6}m^2/s$，不含水分，无机械杂质和水溶性的酸和碱，凝固点不高于−30～−10℃应根据使用地区的气温选择柴油牌号，以满足对凝固点的要求	燃料的蒸发和燃烧特性比航空燃料差，燃烧火焰略长，一般为发光火焰	航机改型发电而燃用柴油时，燃烧室需重新设计，燃烧室头部不宜过早供入助燃空气
	重油（包括渣油）	不宜采用热稳定性差的热裂化渣油。固定式燃气轮机中，渣油的凝固点控制在−5～15℃范围内，运输式燃气轮机则控制在−10～0℃。采用离心式分离装置时，渣油黏度不能超过7.7×$10^{-4}m^2/s$，尽量低于3.29×$10^{-4}m^2/s$（37.8℃时），相对密度不大于0.96（90～95℃时）；采用静电分离装置时，渣油黏度尽量低于1.10×$10^{-4}m^2/s$（37.8℃时），相对密度不大于0.934（162℃时）。在雾化前，渣油、重油和原油都必须加温减黏。用高压空气雾化时，黏度要降低到20×$10^{-6}m^2/s$；用低压空气雾化时，黏度不高于10×$10^{-6}m^2/s$。必须采用水洗法除去油中的K、Na等盐分。燃气透平初温 t_3>950℃时，清洗后的油中K、Na的质量分数总含量不能大于10^{-6}。如油中V的质量分数大于10^{-6}，应掺混防V腐蚀的镁盐阻化剂，Mg/V的质量比为3.0～3.5	燃料不易雾化、蒸发和燃烧。容易产生打油、积炭和排气冒黑烟现象。机组负荷降低时，燃烧效率的减小幅度较大，是发光火焰。透平初温不宜大于1100℃	须增设燃油处理系统以除去各种杂质和有害物质，须设置燃油加温和空气或蒸汽雾化系统，保证雾化颗粒平均滴径小于100μm
气体燃料	天然气和石油伴生气	天然气的主要成分是CH_4，并含有少量的C_2H_6、C_3H_8和C_4H_{10}，其他气体的含量很少，热值为35～41MJ/m^3。使用前必须把所含的液体和固体杂质分离干净。 石油伴生气的主要成分是C_3H_8和C_4H_{10}等，热值高于80～100MJ/m^3	燃烧性能良好，污染物产生少，是不发光火焰	原烧液体燃料的燃烧室在总体尺寸和配气关系上无需修改，只要更换喷嘴，就可改烧天然气或使用双燃料

燃气轮机燃料标准规定了可供燃气轮机使用的燃料种类、性能指标、杂质含量、实验方法、对燃料系统的建议、对运行人员及燃料供应商的要求等。中国关于燃气轮机燃料的标准尚不完善，应参照国际标准或其他国家的通行标准执行。

ranqilunji fadianchang

燃气轮机发电厂 (gas turbine power plant)

用燃气轮机带动发电机或者用燃气轮机与蒸汽轮机共同带动发电机的火力发电厂。前者称为简单循环发电厂，后者称为燃气-蒸汽联合循环发电厂。燃气轮机发电厂主要燃用液体燃料（柴油、重油、渣油和原油）或气体燃料（天然气、焦炉煤气、高炉煤气、液化石油气、炼油厂气和煤层气等）。

类型 燃气轮机发电厂主要分为简单循环发电厂和燃气-蒸汽联合循环发电厂两种类型。

（1）简单循环发电厂。单纯用燃气轮机驱动发电机的火电厂。截至2011年底，大型燃气轮机的单机功率为284～375MW，热效率为32%～40%。一个发电厂可拥有1台或多台燃气轮机，一般用作调峰，年利用小时数500～2000h，年起动次数为100～500次。鉴于简单循环发电厂的热效率较低，所以现在已很少采用燃气轮机发电厂，而采用热效率更高的燃气-蒸汽联合循环发电厂。

（2）燃气-蒸汽联合循环发电厂。燃气轮机与蒸汽轮机共同带动发电机的火电厂，是当今燃气轮机发电厂采用的主要型式，发电热效率可达60%。燃气-蒸汽联合循环发电厂主要用作电网调峰，也可携带中间负荷和基本负荷，年利用小时数2000～6000h，年起动次数20～100次。截至2011年底，世界上最大的燃气-蒸汽联合循环发电厂是中国香港龙

鼓滩发电厂，全厂总发电装机容量2500MW，安装8×312.5MW联合循环发电机组；中国大陆最大的燃气-蒸汽发电厂是福建莆田发电厂，全厂总发电装机容量1560MW，安装4台390MW联合循环发电机组。

系统组成　燃气轮机发电厂的主要设备有燃气轮机、余热锅炉、汽轮机、发电机等，系统流程见图。辅助系统有调节控制系统、润滑油系统、液压油系统、雾化空气系统、起动和盘车系统、通流部分的清洗系统、灭火消防系统、水处理系统、冷却水系统和燃料系统等。当燃用原油、重油和渣油时，还应专门设置水洗除盐和添加抗钒盐腐蚀抑制剂的油处理系统；当燃用天然气时，一般在厂内设调压站，经过滤、调压后接入燃气轮机天然气前置模块，厂内不设储存设施。

特点　与燃煤蒸汽动力发电厂及内燃机发电厂相比，燃气轮机发电厂具有设备简单、占地少、起动时间短等特点：

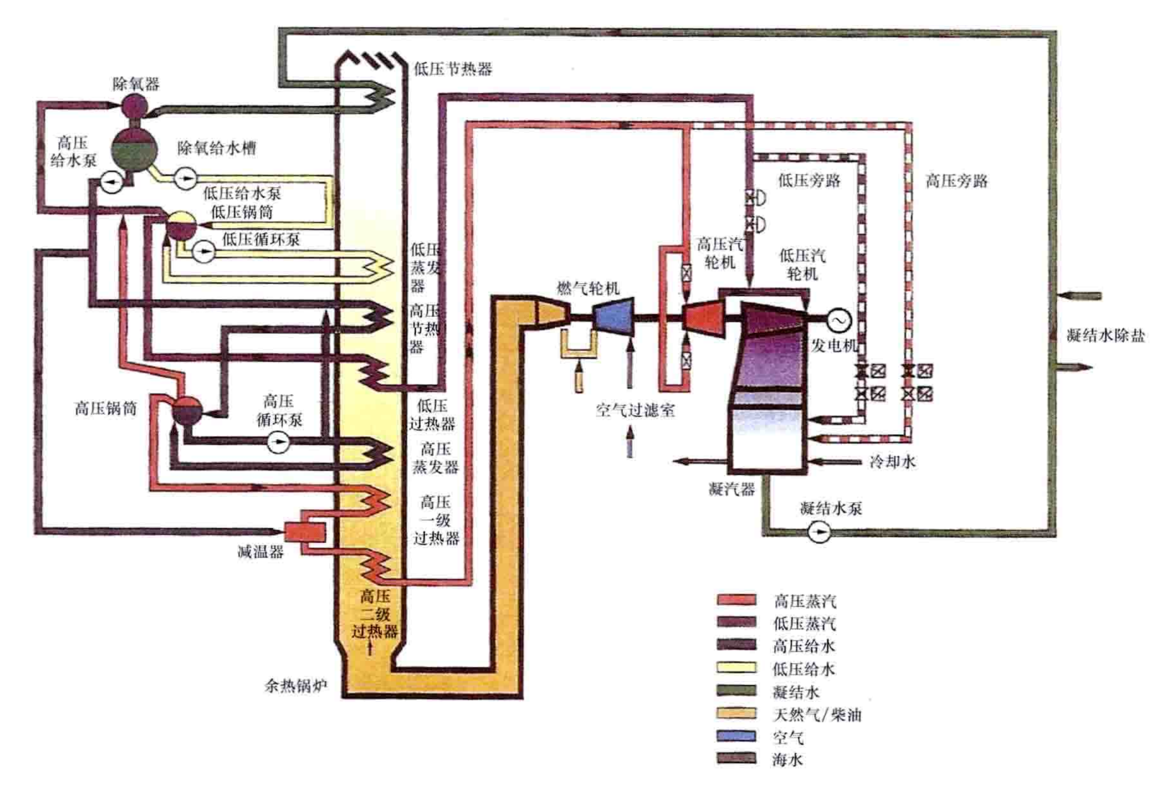
(1) 与燃煤蒸汽动力发电厂相比，燃气轮机发电厂的设备简单，占地少，基建时间短（1～2年内能建成投产，集装箱式燃气轮机发电厂可在4～8个月内建成投产），用水少（仅为同容量燃煤蒸汽动力发电厂的50%～70%），可以实现无外电源的起动，起动时间短（即使是联合循环机组，从热态起动到并网满载也能在20～30min内完成），污染物排放少，便于在电网中做调峰机组。

(2) 与内燃机发电厂相比，燃气轮机的结构简单，零配件少；运行平稳；润滑油消耗少；NO_x等污染排放物少；单机功率大，在高原地带使用时功率递减较少。

发展趋势　燃气轮机从20世纪50年代开始应用，由于当时机组的单机容量小，热效率较低，因而只能作为紧急备用电源和调峰机组使用。中国于1965年引进第1台GT120燃气轮机发电机组，铭牌功率为5万kW。20世纪80年代后，燃气轮机的单机功率和热效率有很大提高，特别是燃气-蒸汽联合循环技术渐趋成熟，污染物排放量低，CO_2的排放量只为等容量燃煤蒸汽动力发电厂的56%，其总的技术经济指标、安全运行指标及污染排放指标都优于装有烟气脱硫装置和烟气脱硝装置的超临界燃煤电厂。

(1) 不断向高参数、高性能、大型化方向发展。由于燃气轮机热力循环的固有特点，其热力性能（热效率、比功）是随着透平初温上升而提高的，不断提高热力参数以提高性能一直是燃气轮机发展的主要趋势。随着大型燃气轮机技术的发展，燃气初温已达1427～1600℃，单机功率已达375MW，净热效率为40%；而燃气-蒸汽联合循环单轴机组容量已达570MW，净热效率可达60%。世界范围内燃气轮机技术发展较快的国家主要有美国、日本和德国。

(2) 重视系统集成，不断向更高的能源综合利用效率方向发展。系统集成技术对提高燃气轮机发电厂整体性能同样重要，也是燃气轮机发电厂发展的趋势之一，热、电、冷三联供技术是其最好体现，其能源综合利用效率高达70%以上。（见分布式热电冷三联供能源系统）



燃气-蒸汽联合循环发电厂系统流程

ranqilunji fadianchang sheji

燃气轮机发电厂设计

(design of gas turbine power plant)　燃气轮机发电厂建设中的一个重要环节，包括前期规划和从工艺到土建的工程设计工作。燃气轮机发电厂的设计程序与常规火力发电厂设计相同，在机组选型、厂址要求、主设备布置、燃料供应系统、燃油处理系统、电气系统、冷却水系统、补给水处理系统及消防系统等方面有其特点。

机组选型　根据燃气轮机发电厂在电力系统及所在地区所起的作用选择燃气轮机机组的型式，一般分为简单循环燃

气轮机电厂和燃气-蒸汽联合循环电厂两类。前者通常用作系统调峰，后者可作为带中间负荷和基本负荷的电厂，也可用于调峰。

燃气-蒸汽联合循环电厂按轴系又可分为单轴布置和多轴布置两种。单轴布置方式为燃气轮机-发电机-汽轮机或燃气轮机-汽轮机-发电机同轴布置，从工艺系统到厂房布置均为单元式，运行操作简单，负荷降低时，可采用逐台停用的办法，保持较高的经济性。机组起动可采用辅助汽源起动同轴汽轮机的方式。多轴布置为不同轴的燃气轮机-发电机组和汽轮机-发电机组分别设置，燃气轮机单独起动和运行，余热锅炉和汽轮机可分期安装、分期发电，运行比较灵活，但投资相对较高。

余热锅炉分为有补燃或无补燃、控制循环或自然循环、立式或卧式等类型。有补燃余热锅炉需配置相应的燃烧和烟风系统，一般用于有供热要求的机组。卧式锅炉采用自然循环，立式锅炉一般采用控制循环，也可通过采取合适的锅筒高度而采用自然循环方式。

余热锅炉和汽轮机可根据燃气轮机的排气温度分为再热式和非再热式，单压式、双压式或三压式。大容量机组多采用三压再热式。汽轮机的凝汽器分为带除氧功能的凝汽器和除氧器另置型凝汽器，可根据机组情况选择。

厂址要求　燃气轮机发电厂厂址的地形、地质、出线和噪声方面的要求，与常规火电厂基本相同。在符合当地城市（镇）总体规划和电力系统规划、水源可靠、地质稳定、交通运输方便、满足环境保护等要求的同时，需根据燃料类型选择确切的位置，落实大件运输条件，避开空气经常受悬浮固体颗粒物严重污染的地段。根据燃气轮机发电厂在电力系统中的地位或是否有供热要求，一般在靠近负荷中心或城市附近地区建厂。

主设备布置　为便于运输和安装，燃气轮机机组的本体设备和系统一般采用模块化设计，布置分为露天布置或屋内布置两种。露天布置时，设备布置在集装箱式的罩壳内，罩壳内有照明、通风和消防设施。各模块之间在留有维护和检修通道后应尽量靠近，以缩短管线和电缆。当厂址环境条件合适时，燃气轮机设备一般露天布置，但在沿海盐雾地区和严寒地区，或其他不适宜露天布置的场合需考虑屋内布置。联合循环的汽轮发电机组本体设备及其系统一般为屋内布置，与常规火电厂相同。当汽轮机为轴向或侧向排汽时，汽轮机低位布置，凝汽器布置在汽轮机组的排汽端；当汽轮机为垂直向下排汽时，汽轮机高位布置，凝汽器布置在汽轮机组下方的框架内。

余热锅炉的布置，可以根据厂址环境条件不同采用屋内或露天式。当采用露天布置时，其辅机系统模块应能满足露天运行的要求。

烟囱根据机组的循环方式、余热锅炉型式及布置方式等因素设置，高度满足烟气排放的环保要求。简单循环机组的烟囱通常每台机组设置一座。联合循环机组的旁路烟囱与切换挡板的设置根据运行方式和经济论证确定，对大容量联合循环发电机组可不设旁路烟囱。采用立式余热锅炉时，可采用钢烟囱并设在锅炉顶部；采用卧式余热锅炉时，可一炉一座烟囱或几炉合用一座独立集束烟囱。

燃气轮机发电厂总平面布置简图的实例见图 1。

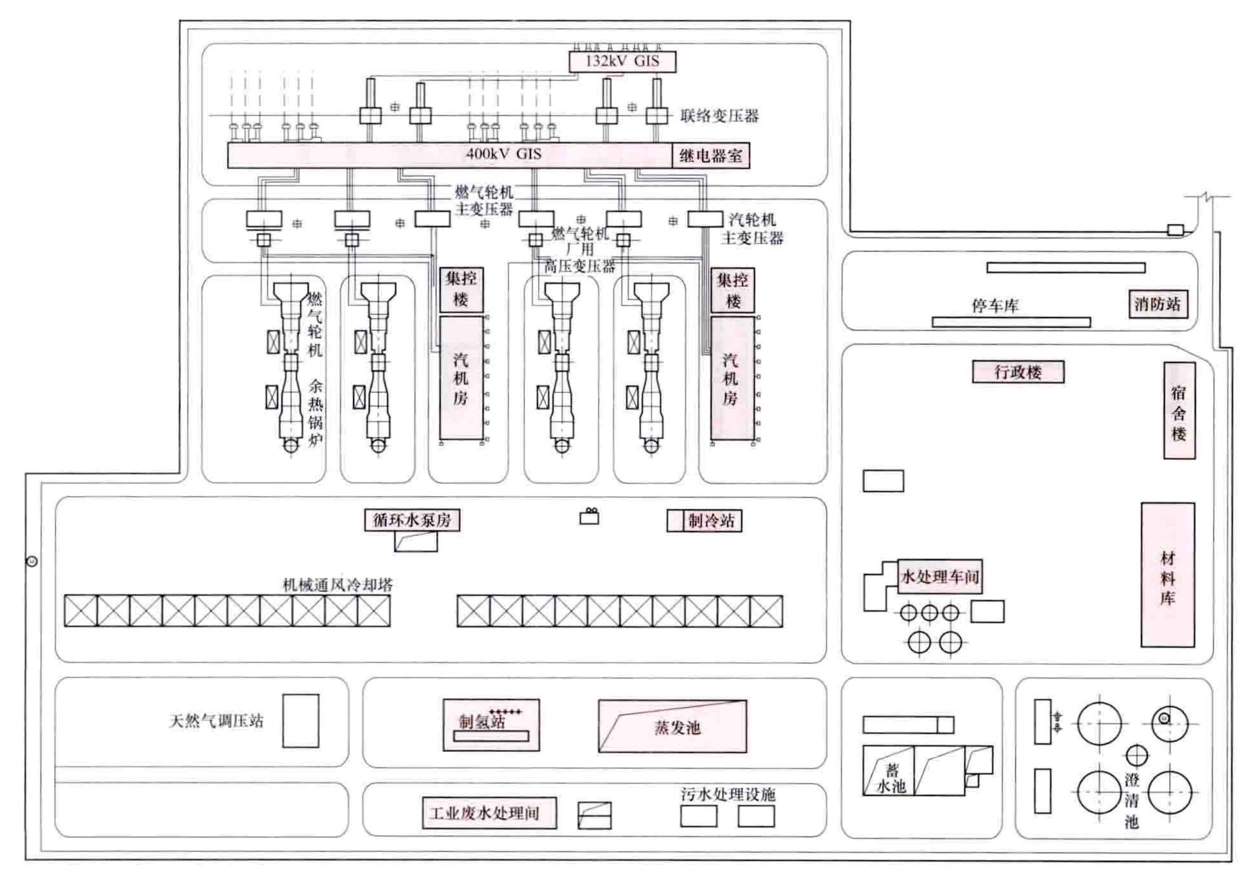


图 1　燃气轮机发电厂总平面布置简图

燃料供应系统　燃气轮机发电厂的燃料有液体燃料、气体燃料和液化天然气等。

(1) 液体燃料有原油、轻油或重油等燃油。燃油的供应系统与常规火电厂基本相同，其运输、卸载、储存和厂内供油见液体燃料储运系统。

(2) 气体燃料有天然气、工业煤气或石油气等。气体燃料的供应系统采用管道输送方式进厂时，其运输、储存和供气系统见气体燃料储运系统。

(3) 液化天然气（LNG）需要特殊的储运条件，经气化后供燃气轮机燃用，其运输、储存和供气系统见气体燃料储运系统。

燃油处理系统　燃气轮机发电厂的燃油为原油、轻油或重油，一般含有钒、钠、钾、钙、铅、硫等杂质（微量金属），是造成燃气轮机叶片积垢和腐蚀的主要原因。杂质（微量金属）对燃气轮机的影响见表。当使用含有较多杂质的燃油时必须预先处理。

燃油中杂质的影响

微量金属名称	处理前极限含量(mg/L)	对燃气轮机的影响	处理方法
钠＋钾	150	高温硫化腐蚀	洗涤燃料
钙	10	积垢	洗涤燃料至一定含量
铅	1	高温腐蚀	无法处理（只能由燃料规范加以控制）
镁钒	法定*	钒腐蚀	加镁予以抑制
镁	不限	形成沉积物	用以抑制钒

* 含钒量小于 0.5mg/L 时不必加以抑制。

燃气轮机叶片在高温下的腐蚀有高温硫化腐蚀和钒腐蚀两种。硫化腐蚀是由硫酸盐（钠、钾盐）引起的，需要限制燃油中的钠、钾含量，防止硫化腐蚀和沉积物的产生。燃油中的钠、钾盐可采用水洗法清除。但钒化合物不溶于水，一般在燃油进入燃气轮机前加入镁添加剂抑制钒腐蚀，当镁钒比达到 3～3.5 时，即可获得较好的防腐效果。

燃油水洗除钠、钾时，燃油先在油箱中预热，然后向燃油注入 5%～10%的除盐水，在混合器中混合，使油、水充分接触，油中盐分充分溶解在水中。在油水混合物中加 0.02%破乳剂，以破除油包水的乳化膜，使油、水容易分离，然后送入分离器中将水分离，分离后的油送入净油箱。燃油采用两级或三级处理（见图 2 和图 3），视杂质含量、油的比重与黏度而定。当燃油中钠、钾含量不超过 150mg/L 时，通常采用三级静电分离；当燃油中钠＋钾含量不超过 100mg/L 时，可考虑采用两级静电分离。处理后的燃油中钠＋钾含量需低于 1mg/L。

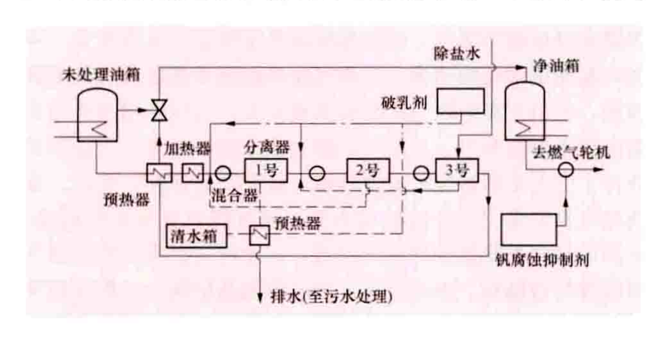


图 2　三级油处理系统原理图

混合器有两种型式：一种为混合罐，由桨叶在罐内搅拌混合，混合器的体积较大；另一种为射流式混合器，使油、水通过一高速喷嘴的喷射混合，体积较小。

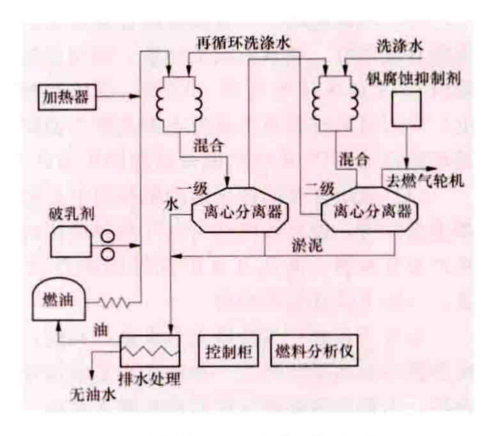


图 3　两级油处理系统原理图

分离器有离心分离器和静电分离器两种。离心分离器是利用油、水的密度不同靠离心力使油水分离，只适用于比重小于 0.92～0.96 的燃油。否则需要加入硫酸镁，以增大油、水的密度差。离心分离器还能有效地除去燃油中的脏物（即无机颗粒），可随排水排出，有利于减少下游燃油过滤系统的负担。静电分离器利用液滴通过高压电场带上一定的电荷，带有不同电荷的液滴在相互吸引和碰撞后聚合为较大的水滴，沉淀后从罐底排出，而净油则由上部出油口排出，见图 4。

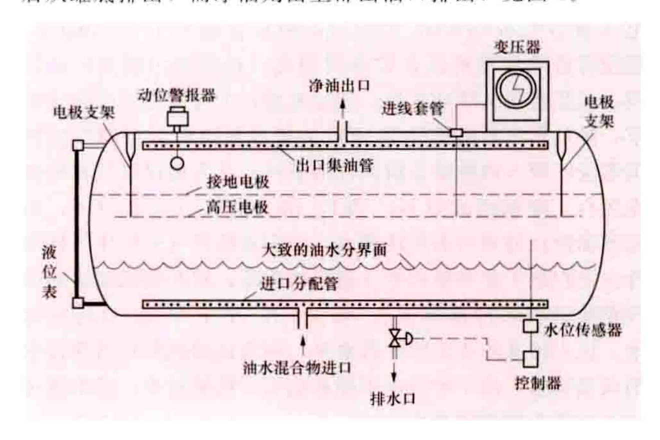


图 4　静电分离器

电气系统　燃气轮机发电厂常用于调峰，因此起停频繁，一般每天起停 1～2 次，全厂停机的情况也经常发生，在电气系统设计时需要考虑这些因素。与常规火电厂比较，燃气轮机发电厂电气系统设计有下列特点：

(1) 电气主接线。燃气轮机发电机组和汽轮发电机组一般采用发电机-变压器组单元制接线接入系统。其高压侧断路器选择适合于频繁操作的无油型断路器。当燃气轮机机组用于调峰时，可通过技术经济论证，确定是否装设发电机出口断路器。不用于调峰的燃气轮机机组发电机出口断路器的设置原则同常规火力发电厂。

(2) 厂用电系统。简单循环燃气轮机机组和联合循环机组的厂用电源一般由燃气轮机发电机出口支接的高压厂用变压器提供，汽轮发电机出口可不支接厂用变压器，其厂用负荷可接入燃气轮机机组的高压厂用母线。燃气轮机电厂设置

由系统供电的公用变压器，以便在所有机组停用时向全厂仍在运行的负荷供电，同时可兼做机组的起动/备用电源。

(3) 直流电源。一般成套配置蓄电池组，以供给机组自身的直流用电，如事故润滑油泵、密封油泵、事故照明（模块内）、交流不停电电源（UPS）系统和控制操作用电等。电厂升压站的控制操作直流电源及联合循环机组的分散控制系统所需的UPS系统电源的设置同常规火力发电厂。

(4) 机组自身的低压电动机控制中心柜及直流柜等，一般成套供应，设置在机组的电气控制模块内。机组的高、低压厂用变压器、高压开关柜及低压动力中心柜则需另行布置，一般可设在集控楼内。

冷却水系统　与常规火力发电厂相似，也分直流供水系统和循环供水系统两类。循环供水系统通常采用自然通风冷却塔，当联合循环燃气轮机机组用于调峰、处于高温高湿地区或在其他特殊情况下，可采用机械通风冷却塔，严重缺水地区可采用空冷系统。因燃气轮机机组无凝汽器冷却水，所以电厂冷却水量比常规火电厂少得多。

联合循环电厂冷却水系统的主要用水点有：燃气轮压气机冷却水、压气机润滑油冷却水、燃气轮机润滑油冷却水、燃气轮机支撑板冷却水、汽轮机润滑油的冷却水、汽轮机凝汽器冷却水、真空泵冷却水、余热锅炉给水泵冷却水、发电机气体冷却器冷却水等。

补给水处理系统　燃气轮机发电厂通常采用“一级除盐＋混床”的补给水处理系统，补给水的主要水质标准为：电导率小于0.2μS/cm（25℃），SiO_2 含量小于0.02mg/L。系统容量除满足机组正常水汽损失（包括排污损失）或供汽、供热所需的除盐水外，还应考虑：①为满足环保排放要求，降低燃气轮机排气中 NO_x 的排放量而向运行燃气轮机的燃烧室喷入的除盐水或回注的蒸汽；②为确保燃气轮机安全运行，降低燃油中 Na^+ 和 K^+ 的含量至1mg/L以下，而对燃油进行处理所需的洗涤水；③为清除燃气轮机压气机部件上沉积的干性杂质和燃气透平的积垢，对在线或离线的燃气轮机进行水冲洗所需含 Na^+ 和 K^+ 小于25mg/L的除盐水。以上用水的水质除冲洗水外，均需达到锅炉补给除盐水的水质要求。由于冲洗水不经常使用，耗量较少，其水量可计入补给水的总水量中。

以一组总容量为300MW的联合循环机组为例。2台100MW燃气轮机总燃油量为50～60t/h；为降低燃气轮机排气中 NO_x 而向2台运行燃气轮机的燃烧室内喷入除盐水量约为50t/h，与总燃油量相当；1台余热锅炉的补给水量约为12t/h；2台100MW燃气轮机燃油处理所需洗涤用的除盐水量约为10t/h；对燃气轮机的在线或离线水冲洗一般1～2个星期清洗1次，1台燃气轮机冲洗1次耗水量约为20m³，最适宜的水温为65～82℃。

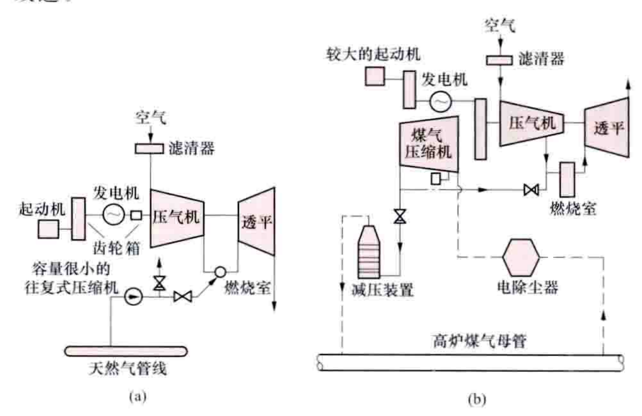
消防系统　燃气轮机发电机组由若干模块式仓室组成。机组运行时仓室内温度很高，一旦有油气或润滑油泄漏，极易发生火灾。因此与燃气轮机布置在一起的电气设施须为防爆型，且配置一套完善的消防设施。随机供应的消防设施一般采用全淹没式 CO_2 灭火系统。仓室内一旦发生火灾，自动探测报警控制系统联动后立即释放 CO_2 气体，同时关闭仓室的通风口，使仓室内氧气含量从大气的正常含量21%降至低于12%，不足以维持燃油或润滑油的燃烧，从而达到灭火的目的。CO_2 灭火设计浓度为58%，且维持足够的抑制时间。

燃油储罐区或燃气调压站区域，还必须按消防规定设置专门消防设施，使全厂组成一个有效的消防系统。在辅机间、汽轮机间及发电机间等处设置一定数量的火灾探测器，当探测到温度达316℃时就发出火灾信号。

ranqilunji gaishao direzhi meiqi

燃气轮机改烧低热值煤气　(retrofit of gas turbine for burning low heating value gases)　原来燃烧天然气的燃气轮机为改烧热值较低的高炉煤气或在燃气-蒸汽联合循环（IGCC）中改烧合成气所需进行的改造。

高炉煤气燃气轮机　下图所示为天然气燃气轮机和高炉煤气燃气轮机系统设备的对比。由于高炉煤气与天然气属性的差异，必须对原来烧天然气的常规燃气轮机做适当改造。



两种燃气轮机系统设备的对比
(a) 天然气机组；(b) 高炉煤气机组

所需改造的对象和采取的具体措施有：①由于高炉煤气可燃范围窄、燃烧速度慢，燃烧火焰不易稳定，所以要加大燃烧室的断面尺寸，采用尺寸较大的燃烧室，以降低气流的流动速度；并合理地控制燃烧区内一次燃烧空气的流量，以增高低负荷工况下燃烧火焰的温度；甚至需要加装值班喷嘴，以稳定火焰。②由于高炉煤气的热值低（2.5～3.5MJ/m³），相对于天然气而言，燃料体积耗量增大近20倍，所以要加大煤气供给系统的尺寸，并适当修改压气机或燃气透平通流部分的尺寸，以防压气机发生喘振。若压气机不做修改，就需使燃气透平的通流面积增大6%左右；若不修改透平，就需用顶切整台压气机叶片的方法来减少进气量。③需增设由燃气轮机自带的高炉煤气增压器，以便向燃气轮机的燃烧室供应高炉煤气。④齿轮传动箱系统要作适当改变，并加大起动电动机的功率。⑤燃气轮机的调节控制系统要彻底改造。⑥由于高炉煤气中含有大量灰尘，所以要用湿式除尘器高效地清除灰尘，并用干式除尘法定期清洗煤气增压器的叶片。⑦由于高炉煤气有毒易爆，故要严防泄漏，为此，煤气增压器要采用先进的轴封方案，调节阀要有气密性措施。⑧高炉煤气系统要设置减压设备，起动时应把煤气放回煤气母管参与再循环。由此可见，为了改烧高炉煤气，燃气透平（或压气机）、燃烧室、调节系统，乃至齿轮箱、起动系统和燃料系统，都要做改型设计。假如烧高炉煤气时使燃气透平

的质量流量与烧天然气时相同，压气机就必须缩小，使进气量减少 38%左右。其结果是机组净功率减少 22%，净热效率降低 19%左右。这是由于烧高炉煤气时需要增压，致使厂用电耗率激增。

用于 IGCC 系统的燃气轮机　改造内容与 IGCC 电厂中空分系统的设计方案有关。

（1）采用独立空分且分离出的 N_2 全部回注合成煤气的方案。压气机与透平流量的匹配程度与烧高炉煤气时相仿，因此必须增大透平的通流面积，或缩减压气机的通流尺寸。喘振裕量宽的燃气轮机，可用关小压气机的进口导叶，适当放大透平第一级喷嘴的通流面积，或适当降低透平初温的方法，来协调通流能力。有时还要更换最后一级透平动叶，以解决叶片振动问题。

（2）采用独立空分但 N_2 不回注的方案。透平流量只比压气机进气量大 10%左右，常规燃气透平和压气机可能无需改造。

（3）采用整体化率为 50%左右的空分但 N_2 全部回注的方案。透平的质量流量比压气机进气量约大 16%，只要增大透平第一级喷嘴的通流面积即可。

（4）采用完全整体化空分且 N_2 全部回注的方案。透平的流量只比压气机进气量多 6%左右（燃用天然气时也要增大 3%），常规燃气透平和压气机无需改造。

对于上述四种情况，燃烧室、调节系统和燃料供给系统等都需改造，且燃烧室必须是双燃料型的，以便在起动或气化炉停炉时，可燃烧天然气或液体燃料运行。改型设计时，为避免燃气轮机的结构和强度设计变动太多，可按“功率封顶”的原则来限定机组的极限功率。

ranqilunji gaishao jiachun deng teshu ranliao

燃气轮机改烧甲醇等特殊燃料　（retrofit of gas turbine for burning methanol and other special fuels）　原来烧天然气的常规燃气轮机为改烧甲醇等特殊燃料（见燃气轮机特殊燃料）所需进行的改造。与传统燃料相比，甲醇等特殊燃料具有经济、可改善环境、可再生（当用生物质制备时）等优点，但也具有毒性、材料腐蚀性等缺点，其燃烧特性与石油和天然气产品类似但也有所区别，所用燃气轮机及其辅助系统需要特殊设计或进行适当改造。该类燃料主要在多联产系统中用作燃气轮机的替代燃料。

甲醇与燃气轮机配合应用的方式　一种方式是作为代用燃料驱动燃气轮机发电，或用作以燃气轮机为动力的分布式热电冷三联供能源系统的能量源。另一种方式是在多联产系统中（见基于煤气化的多联产技术）作为辅助燃料以驱动燃气轮机发电，这时燃气轮机的主要燃料是系统的副产品合成气，而甲醇则作为另设的调峰用燃气轮机的补充燃料。在用电高峰时，通过调整生产甲醇量与发电量的比例关系，可获得最大利润。

燃气轮机燃用甲醇所需的技术改造　甲醇用作燃气轮机燃料有直接燃用和间接燃用两种方式，需要对燃机做不同的技术改造。

直接燃用甲醇　燃气轮机的改造工作包括：①扩大燃料泵的容量、管路及喷嘴尺寸，使热值较低的甲醇有更大燃料流量，以产生同样的发电功率；透平的流通面积也要加大。②燃料系统部件要选用抗磨耐蚀材料，以抵抗甲醇的腐蚀性；也可加入添加剂，改变其燃料特性。③加入防爆剂，以防甲醇意外着火；也可在起动时使用油或天然气等常规燃料。④针对甲醇汽化热大不易点燃的特点，可在低负荷工况下用稳燃喷嘴燃烧少量其他燃料来维持火焰稳定。

间接燃用甲醇　利用燃气轮机排气或其他低品位余热为热源，预先将甲醇转化为热值更高、燃烧性能更好的燃料，再在燃气轮机中使用（化学回热），同时可以提高循环热效率。一种方法是将甲醇脱水转化为二甲醚；另一种方法是利用重整或裂解，在催化剂作用下，将甲醇转化为以 CO 和 H_2 为主的高热值合成气，反应中形成的不可燃气体（CO_2 和 H_2O）也进入燃烧室，可以增加燃气轮机输出功率和抑制 NO_x 的生成。这时均须增设燃料转化系统，燃气轮机的燃料系统、燃烧室等部件也须针对所获得燃料的性质做相应的改变。

甲醇发电应用范例　截至 2011 年，世界上以甲醇/二甲醚为基本燃料的电厂已有一些开始建设；1990 年以来，国际和国内的煤基甲醇—电力联产系统已得到较大的发展。

美国金斯波特（Kingsport）市伊斯曼化学公司（Eastman Chemical CO.）的多联产系统　如图 1 所示，该系统以煤或渣油为原料，在德士古气化炉中生成合成气，再用液相法制造甲醇，同时供燃气-蒸汽联合循环机组生产电力。另设一台燃气轮机，可在电力调峰时燃用一部分合成气，必要时也可补燃所生产的甲醇。该系统在最大负荷（275.5MW）下净效率为 40.7%，同时能生产 24 000t/年的甲醇。该工程建设始于 1995 年 10 月，1997 年 4 月正式验收交付使用。2011 年又进行改造，使其能应用褐煤等劣质煤，同时满足更高的环保要求。

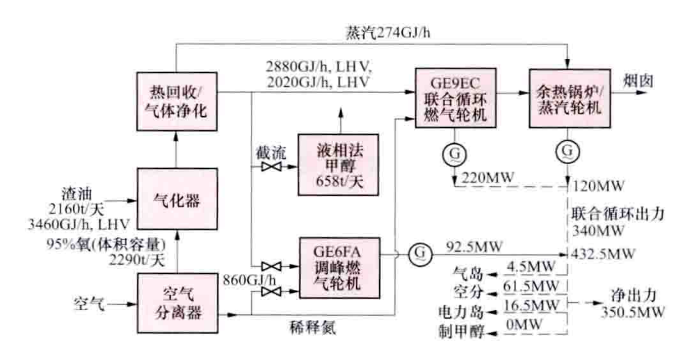


图 1　伊斯曼化学公司的甲醇/发电多联产系统

山东兖矿国泰公司的“高效洁净煤基甲醇联产发电系统的开发和工业示范”项目　如图 2 所示，该项目已于 2008 年 1 月 24 日通过中国国家科技鉴定。现场检测表明，在设计工况下，联产系统总能利用效率达到 57.16%，与同等容量的直接燃煤电厂相比，单位发电 CO_2 的排放量减少了近 30%。

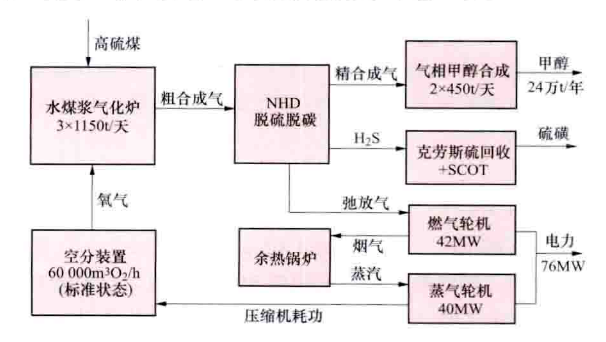


图 2　山东兖矿国泰公司的煤基甲醇联产发电系统

ranqilunji gaishao qingqi

燃气轮机改烧氢气 (retrofit of gas turbine unit for burning hydrogen) 常规燃气轮机为改烧氢气或富氢燃料所需进行的改造工作。整体煤气化联合循环（IGCC）发电技术在减排 CO_2 方面具有优势，但在减排 CO_2 的同时，必然会产生副产品燃料氢。为使氢气也能作为燃气轮机的燃料加以利用，须对燃气轮机做某些改造。烧氢气的燃气轮机在功能、结构和工作原理上，与燃烧天然气和液体燃料的机组基本类似，但在改烧氢气时，需要在燃气轮机热力循环参数的选择、燃烧室结构的改型设计和强化高温部件和热通道的冷却效果等方面采取措施。该类型燃气轮机已有实际应用。

循环参数的选择 燃气初温应增至1538～1649℃，同时使压缩比相应增至30∶1，从而使电厂的供电效率提高3～5个百分点，以部分补偿因减排 CO_2 致使电厂效率下降8～10个百分点的损失。

燃烧室结构的改型设计 为成功改烧高氢或富氢燃料，原有的干式低 NO_x 燃烧室（DLN）必须进行改型设计。由于氢气燃烧具有火焰传播速度快（是天然气的20倍）、燃烧温度高（比天然气高148.9℃）、火焰传播极限范围宽，以及点火能耗小等特性，所以一方面在燃烧过程中易发生自燃和回火，致使燃烧室头部的零部件过热或烧坏，甚至有发生爆炸的危险，另一方面由于燃烧温度高，会使 NO_x 的排放量增大。因此，应采用扩散燃烧方式或催化燃烧方式来组织氢气的燃烧过程。为了控制 NO_x 的排放量，宜将制氧过程中获得的 N_2 回注燃烧室，以降低反应区温度。此外，氢气对金属材料有氢脆效应，故还应慎重选择制造燃烧室的材料。由于氢气的体积发热量只有天然气的20%，为了达到同样的燃气透平初温，氢气输气管的尺寸必定比天然气输气管大，所以燃料供给系统和燃气轮机控制系统也必须进行改造。

强化高温部件和热通道的冷却效果 在燃烧氢气燃料时，燃烧产物中水蒸气的含量会增多，再加上工质的压力、质量流量及温度增大，都会强化高温燃烧产物对高温部件（燃烧室的火焰管、过渡段和燃气透平的叶片流道）的换热，致使这些部件会经受强烈的热负荷与气动负荷的作用。这就要求采取改善结构设计、加大冷却空气量并强化热障镀层等措施，以防这些零部件被烧毁或过热变形。

从20世纪90年代开始，已经着手在炼油厂和石化企业中使用燃烧氢气或富氢燃料燃气轮机的尝试。例如：西班牙有20余台PG6001B型燃气轮机，燃用含氢量为10%～75%的气体燃料，用于热电联产；英国有1台PG9001E型燃气轮机，燃用含氢量为48%～55%的气体燃料；韩国在Daeson石化联合企业中装有1台40MW的PG6001B型燃气轮机，燃用含氢量高达85%～97%的气体燃料，机组的可用率达到96.5%。

ranqilunji jianxiu

燃气轮机检修 (overhaul of gas turbine) 通过检查和修理，消除燃气轮机的缺陷和部件隐患，以保持其正常运行能力的工作。一般分定期检修和故障检修两种。定期检修是根据经验将部件分类，按易损程度确定各部件不同的检修期限，该检修期限就是部件进行定期检修的时间间隔，作为定期检修内容；故障检修是对部件中发生故障的部位进行针对性检修。

通常，定期检修分燃烧室检修、高温燃气通道检修和大修三种情况。在燃用天然气时，倘若燃烧室不注水、又不注蒸汽，其典型的检修间隔如下表所示。

检修间隔

类别	运行小时数(h)	起动次数
燃烧室检修	8000	800
高温燃气通道检修	24 000	1200
大修	48 000	2400

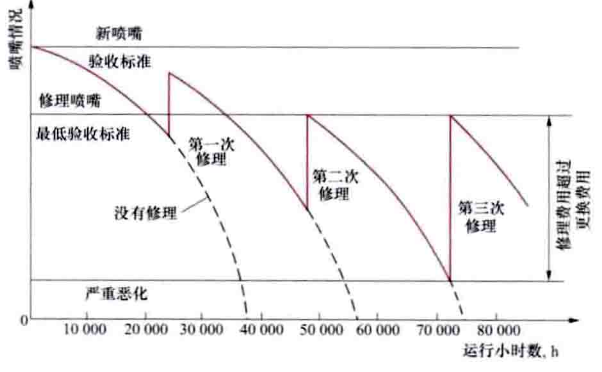
其中运行小时数与起动次数，只要有一项达到上表规定的数值，就要进行检修。

燃烧室检修 要拆下燃烧室各部件做全面检查，特别注意火焰管、过渡段、联焰管、燃料喷嘴和点火器等，损坏的应更换。更换下来的零件中可修复的予以修理，修复后做备件使用。利用燃烧室检修的停机时间，可对燃气透平和压气机做部分检查。例如：用孔探仪从燃烧室安装口观察透平的第一级喷嘴叶片；从机组进气口观察压气机进口可转导叶；从机组排气口检查透平的末级叶片与排气室等。

高温燃气通道检修 包括对燃烧室和燃气透平的检修。不仅要拆下燃烧室，还要卸去透平上半气缸，以便对透平各级叶片、护环、隔板、气封和各处间隙等做全面检查，对损伤的叶片等应做出判断。不能再运行一个检修周期者应予更换，可以修复再用的进行修复。对损伤的零件要及时修理，这样可延长其使用寿命，减少维修费用。下图所示为某台机组中透平第一级喷嘴叶片的及时修理对延长使用寿命的效果示例。燃烧室和压气机的检修内容，则与前述单独做燃烧室检修时的内容相同。

机组大修 对于重型燃气轮机，要将整个气缸上半部吊开并吊出转子，对机组进行全面检修，包括各级叶片、各个火焰管等零部件。还要全面检查进气和排气系统、燃气轮机与齿轮箱和发电机之间的对中情况，以及各辅机系统与设备的情况。通常，这种大修是现场就地进行的。

对于航空改型燃气轮机，为提高可靠性和降低维护费用，广泛采用“视情维护”的方法，即依靠所配置的状态监测和故障诊断系统和停机时用孔探仪对叶片的检查等所提供的信息，来判断和决定是否要对机组进行解体检修。该类机组是在现场用备用的燃气发生器或单元体，替换下需要检修的燃气发生器或单元体。更换下来的燃气发生器或单元体，则运至维修中心或制造厂中去解体检修，修好后运回现场备用。但对配置动力透平的机组而言，因动力透平常为重型结



透平喷嘴叶片的寿命与修理的关系

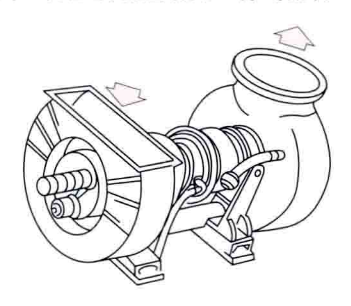
构，一般应就地检修。

当燃气轮机改烧重油时，检修间隔要缩短。可根据制造厂提供的方法，修正定期检修的极限运行小时数和起动次数，以确定上述三种定期检修的时间间隔。燃油分配器要经常检修，必要时应更换元件。

ranqilunji jinpaiqi xitong

燃气轮机进排气系统 （inlet and outlet systems of gas turbine unit） 为使燃气轮机安全可靠地运行，并尽量减少对周围环境的干扰，所设置的进排气管道以及其他附属设备。燃气轮机进排气系统主要包括空气过滤器、消声与隔声系统、防冰系统和进气冷却系统等，在燃气-蒸汽联合循环机组中还包括余热锅炉的烟气侧及污染物的后处理设备，如选择性催化还原反应器（SCR）等。

通常在标准设计中，进气与排气系统的阻力大约各为75mm水柱（约736Pa），会造成燃气轮机输出功率和热效率各损失2%。近来发展成功的进气冷却系统则能够改善燃气轮机性能。当燃气轮机一端或两端与发电机或辅机相连时，进气或排气就不能按轴向进出，而必须设置蜗壳，将气流转折为由侧面吸入或排出的流动状态（见图1）。此时蜗壳也成为进排气系统的一部分。应保证压气机入口或透平出口处气流流动均匀而且流动阻力较小。


图1 燃气轮机的进气和排气蜗壳

空气过滤器 滤除燃气轮机进口空气中的尘粒、盐分等杂质的设备。为避免叶片的磨蚀、积垢和腐蚀，过滤后的空气含尘浓度应不超过0.05mg/m³，粒径10μm以上的颗粒应全部滤除，含盐（NaCl）浓度应低于0.0065～0.013mg/m³。按工作原理，空气过滤器分为阻式过滤器和惯性分离式过滤器两类，可单独使用或共同构成组合式过滤器。

阻式过滤器 用多孔的纤维介质材料制成，有表面式和毡式两种，均靠过滤介质来阻挡和聚集灰尘颗粒，过滤效率可达99%以上。但随使用时间的延长，过滤介质会逐渐脏污，气流阻力增大，过滤效果变差，须经常清洗或更换。

自清式过滤器是阻式过滤器的一种，如图2所示，由多个用纸式介质做成的过滤圆筒组成。过滤筒内部设置了压缩空气喷吹管路。当过滤筒积灰后，阻力增加，内外压差增大，用该压差来控制喷吹的起停。压缩空气由筒内向外喷吹，把积灰清除，可使过滤筒恢复原有性能。一次喷吹时间很短，而且多组过滤筒依次分组喷吹，因而并不影响燃气轮机的正常运行。过滤筒的使用寿命长达1～2年，更换方便，过滤效率高达99.9%。

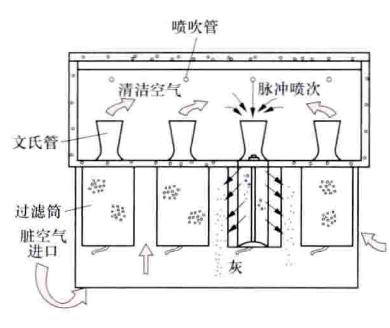


图2 自清式过滤器

惯性分离式过滤器 靠气流转弯或旋转产生的惯性力使灰尘颗粒分离的装置。应用较多的是旋风管式分离器，如图3所示，由大量直径较小的旋风管并联组合而成。旋风管式分离器须抽取10%的进气量，以排除分离下来的尘粒，由于及时排污所以能长期工作。空气较脏时，过滤效率可达92%，但气流阻力损失较大。

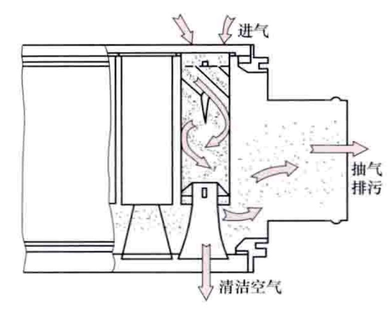


图3 旋风管式分离器

组合式过滤器 在风沙严重的地区，可将惯性分离式过滤器（第一级）与阻式过滤器（第二级）串联成组合构件。先在第一级中滤除大颗粒和90%以上的尘粒，再经第二级滤清，可以减少阻式过滤介质的负担，也可防止喷吹除灰系统长期工作，以节省压缩空气。组合式过滤器具有效率高、工作时间长的特点。

在海洋环境中，为了减轻压气机叶片的积盐和燃气透平的硫化腐蚀，必须滤除空气中的海水滴（即盐分）。所使用的空气过滤器由第一级阻式凝聚器和第二级惯性分离器组成，如图4（a）所示。凝聚器是一种用直径为0.1mm左右的金属细丝织成的有一定厚度的多孔滤垫，可有效捕捉盐雾，将其凝聚成水，向下排出。惯性分离器则由曲折板通道构成，如图4（b）所示，用于收集较大水滴。流经这种组合式过滤器后，空气的含盐浓度可减少到0.0065mg/m³。

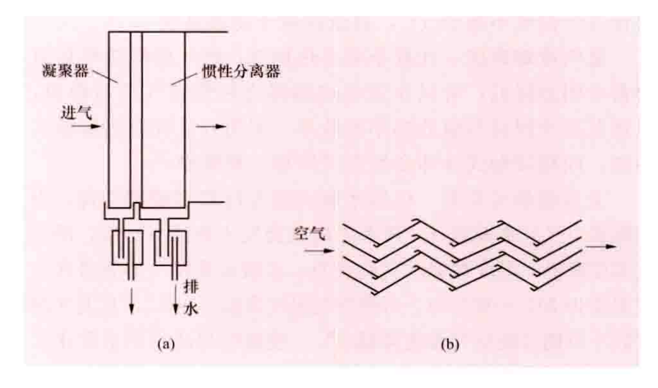


图4 海洋环境用的组合式空气过滤器
（a）结构；（b）惯性分离器

消声与隔声系统 燃气轮机是一种高噪声设备，因压气机和透平中气体流动而产生的强烈气动噪声，通过进气道和排气道向外辐射，声级可达120dB（A）以上。进气口处主要是压气机的高频（4000～16000Hz）噪声；排气口处主要是透平的中低频（63～1000Hz）噪声。这些气动噪声连同机组运行的机械噪声，会对环境造成严重污染。通过消声与隔声，应使机组周围噪声声级不超过85～90dB（A），控制室内噪声声级在65～70dB（A）以下，距离机组120m处声级则降至45dB（A）。

消声器 降低燃气轮机运行时向周围辐射的噪声，使之符合环保要求的设施。按工作原理分，有阻性与抗性两种。阻性消声器采用多孔的吸声材料来消声，对高中频噪声效果

好，广泛应用在燃气轮机中。阻性消声器由多块平行布置的消声片组成，如图5所示。消声片由穿孔护面板5等元件包裹吸声材料2构成。噪声通过消声片之间的通道向外传播时，渐次被吸收而衰减，衰减量与消声片长度成正比。吸声材料为超细玻璃棉，当排气温度高于538℃时，需改用耐高温的矿渣棉。抗性消声器是以扩张室或共振腔来消声，对中低频噪声效果好，仅少量应用于燃气轮机排气消声。

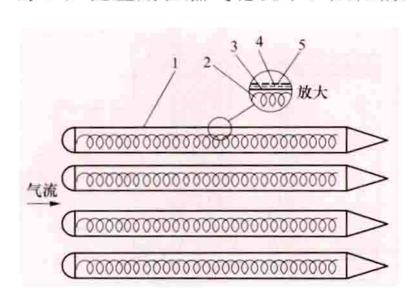


图5 片式阻性消声器

1—消声片；2—超细玻璃棉；3—玻璃纤维布；4—金属网；5—穿孔护面板

进气消声器应布置在空气过滤器后面的进气道中，排气消声器则布置在排气烟道或烟囱内。有余热锅炉时，排气消声器长度可减小，可布置在余热锅炉前或其后的烟道内，或在两处各布置一部分。有旁通烟囱时，在其中也应设置排气消声器。

机体隔声　在箱装式燃气轮机机组的机箱内衬有吸声板，可同时具有隔声和隔热效果。该类型机组还能防雨，可装在室外。

防冰系统　在潮湿的寒冷地区，燃气轮机进气道应设置防冰系统。当大气温度低于5℃时，由于气流在进气道中加速降温，空气中的水分就会结冰。通常，在压气机进口导叶后温度会降至最低。积存在气道壁面上的冰块若脱落，会随气流进入压气机而打伤叶片。为此，可在空气过滤器前，从压气机出口处引来一股高温空气，与滤清后的空气掺混，以保证进气温度不低于5℃，这就构成了防冰系统。

进气冷却系统　在夏季和炎热地区，燃气轮机功率和效率都会明显降低，可以在空气过滤器之后使空气冷却降温，以恢复甚至提高机组的功率和效率。实用方法有直接接触式冷却、间接接触式冷却和组合式冷却三种类型。

直接接触式冷却　包括水膜式蒸发冷却和喷雾冷却。当未饱和空气与水接触时，两者之间就会发生传热与传质，使空气温度降低，湿度增加。实验表明，水膜式蒸发冷却装置在大气湿度为70%～80%时，可使空气温度降低4～6℃，在大气湿度较小时则可使空气温度降低8℃。喷雾冷却法利用水雾化后表面积激增的特点，可把空气冷却至饱和温度附近，冷却效率较高，流阻却很小。喷雾滴径应控制在2～5μm，冷却后空气温度最大可下降11℃，机组功率相对提高10%～18%。直接接触法的最大优点是初投资少、运行维护费用低，但冷却度低，受环境湿度影响大，适用于气温变化较大的地区。

间接接触式冷却　有压缩制冷冷却、吸收制冷冷却、蓄冷冷却和液化天然气冷能利用等多种方案。其实质是在燃气轮机压气机进口处安装一个翅片式表面换热器。空气在管外流动，冷媒在管内流动，随着空气通过换热器把显热传给换热器，空气的相对湿度增加，而空气的温度将降至露点温度。若要把空气温度降低到露点温度以下，就会有一部分水蒸气从空气中凝结出来。该冷却方法的关键是如何制取冷媒。压缩制冷是采用压缩制冷循环，通过消耗机械功（电力）为换热器提供冷却水或吸收剂。压缩制冷的优点是系统简单，初投资少，可获得较低的制冷温度；缺点是要消耗电力。吸收式制冷是用溴化锂吸收剂制冷技术提供冷媒，可使大气温度从30℃降至17℃，使机组功率相对提高11.39%，其最大优点是可以利用低品位的余热来制冷。蓄冷冷却的本质也是压缩冷却，在电网低谷时期压缩制冷，把获得的冷量储存，电网高峰时期再把储存的冷量释放出来，冷却压气机的进口空气，以获取最大冷却效果。蓄冷冷却装置特别适用于峰谷电价差较大的地区。另一种制冷方法是利用液化天然气（LNG）的冷能。LNG的储存温度为−160℃，使用前必须在接收站内先气化成天然气，气化过程会释放大量冷能。可以利用中间传热介质通过2级换热器，将LNG的冷能传递给燃气轮机入口的空气。中间传热工质可使用乙二醇水溶液。该冷却方法的投资不高，与直接接触式冷却方案相当。

组合式冷却　将吸收式制冷与LNG蒸发式制冷方案合理组合，能够拓宽进气冷却的温度范围，提高运行的灵活性和经济性。

选择性催化还原反应器（SCR）　为了把燃气轮机和联合循环机组排气中的NO_x含量控制在（3～9）$\times 10^{-6}$的水平，可在排气道中配置SCR反应器（见烟气脱硝）。

ranqilunji kongzhi xitong

燃气轮机控制系统　(control systems of gas turbines)

对燃气轮机（发电机组）的生产过程进行实时监视和控制，使其能适应各种环境条件与负荷的变化，实现机组运行自动化的设备与系统。具体功能有：①在机组正常运行时调节燃料消耗率q_{mf}（即透平进气温度），以适应负荷变化并满足频率恒定的要求；②机组在起动、升速、并网、升降负荷等正常起停机或紧急停机工况下的手动或自动顺序控制；③机组在整个运行过程中的参数监察、故障诊断、安全保护与控制功能；④通过励磁系统对发电机功率因数进行调整；⑤与上一级控制系统通信联网，以实现遥控和闭锁保护的功能。

控制策略　通过多个控制回路集中调节燃料消耗率q_{mf}，来实现对燃气轮机、发电机和励磁机，以及它们的辅助设备和系统的控制与保护。在燃气轮机中除了压气机的几何调节可按其工作状态自动进行外，燃气轮机运行过程中所有的参数只能通过改变燃料消耗率q_{mf}这个唯一的可调参数来加以控制。但是，影响q_{mf}变化的因素有很多，而且这些因素都是由各自的控制回路控制的，例如由转速控制回路控制q_{mfN}、由停机控制回路控制q_{mfSd}等。尽管引起q_{mf}变化的控制回路很多，但是同一时刻真正起控制作用的只能是一个控制回路。因而在燃气轮机的控制系统中必须通过设置如图1所示的最大/最小值选择器环节来满足该要求。此外，将q_{mfmax}引入最小值选择器

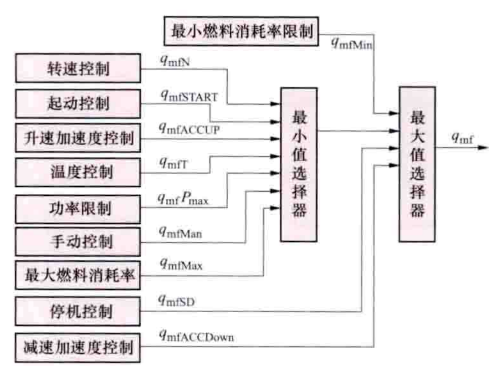


图1 采用最大/最小值选择器的q_{mf}控制

可以保证燃烧室不发生燃烧过浓态熄火；并将 q_{mfMin} 引入其后的最大值选择器，可保证燃烧室不发生燃料过稀态熄火。

基本控制回路 任何控制系统都是由许多控制回路构成的，而每个控制回路则是由敏感元件、信号的运算与放大器、电液转换器（电液伺服控制阀）、液压执行机构，以及一些保护系统和逻辑系统组成的，即控制回路是控制系统最基本的调控环节。在燃气轮机的控制系统中最基本的控制回路有转速控制、温度控制、燃料控制、起/停控制，以及报警与保护。

转速控制 发电用燃气轮机最基本的调节回路。正常运行时通过转速控制来改变 q_{mf}，以达到电负荷变动时使机组的转速 n 基本保持不变的要求。

图 2 给出了单轴燃气轮机转速控制系统的示意图。图中 n_s 为给定转速。转速控制回路（系统）接收从转速传感器（或敏感元件）送来的实际转速信号 n，把它与给定的转速信号 n_s 值相比较。

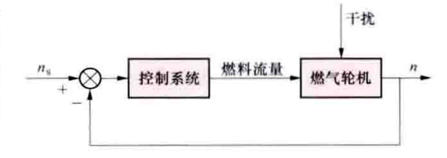


图 2 单轴燃气轮机转速控制系统

转速控制既可采用无差调节方式，也可采用有差调节方式。前者只能当燃气轮机孤立发电时采用，并网发电的燃气轮机则必须采用有差转速控制。

当燃气轮机转速 $n \geqslant (95\% \sim 97.5\%)\ n_0$（$n_0$表示额定转速）时，转速控制系统调节进入燃气轮机燃烧室的 q_{mf}，使其稳定运行至全速空载状态。此时，$n_s \approx 100.3\% n_0$（具体转速值因机组型号不同而异）。

燃气轮机突然甩负荷后，n_s 将迅速切换为 $100.3\% n_0$，在转速控制系统与升速加速度控制系统的共同调节下，使得燃气轮机既不熄火，也不超速过高，且能够很快地回落并最终稳定在全速空载状态，以等待重新并网。

借助转速控制，可以实现燃气轮机的负荷控制和频率控制（即一次调频）。

(1) 负荷控制。当燃气轮机并网后，采用如图 3 所示的

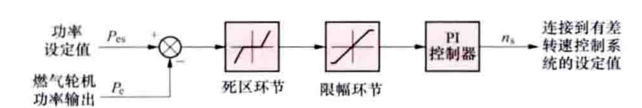


图 3 发电用单轴燃气轮机的负荷控制系统

负荷控制回路，通过比较负荷设定值 P_{es}与来自传感器的功率反馈值 P_e，根据差值变化进行无差调节，从而改变图 2 所示的转速调节系统中的 n_s，直至机组的负荷偏差（$P_{es}-P_e$）减小到允许的精度范围内为止。选择快速加载起动或预选负荷时将会把 P_{es}增加到预选负荷限定值；而选择基本负荷或者尖峰负荷时会把 P_{es}增加到最大负荷限定值。通过限幅环节来控制燃气轮机的加载率或减载率，并通过死区环节来保持控制的稳定性。

(2) 频率控制。为了提高机组对电网负荷变化时的频率响应能力，使系统频率能保持在允许范围之内，以确保高质量的供电，大型燃气轮机发电机组需要配备如图 4 所示的频率控制回路。

控制系统接受来自电网调度管理的频率基准 f_s 和功率

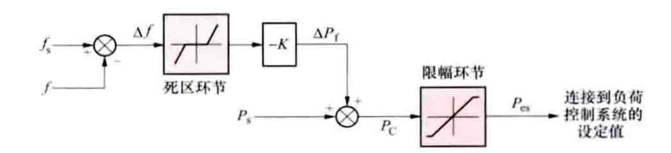


图 4 发电用单轴燃气轮机的频率控制系统

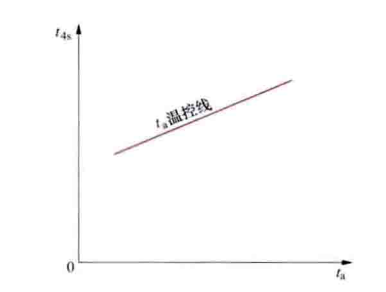
基准 P_s。首先使之与机组的实际频率 f 进行比较，当频率偏差 Δf 超过一定值时，系统将频率偏差指令转化为等效功率指令 $\Delta P_f = -K\Delta f$，然后与功率基准 P_s 叠加，得到总的功率指令 $P_C = P_s + \Delta P_f$，该功率指令经过一个限制负荷变化率的限制器后，得到机组的负荷设定值 P_{es}，进入到图 3 所示的燃气轮机负荷控制系统中，与机组的实际功率 P_e 作比较，进行机组的负荷控制，从而实现机组的一次调频功能。

为了保证参与一次调频机组的稳定运行，需要在图 3 中设立死区环节并进行必要的调整，以使机组在频率变化较小时不参与调频，仅当频差大于一定量时才参与调频。

机组运行时只在温度控制系统未投入之前，上述频率控制和负荷控制系统才能发挥作用。

温度控制 调整燃料量或空气量，以获得所设定的透平进气温度 t_3。该温度过高会严重影响高温燃气通道内热部件的寿命，甚至可能烧坏受热部件，导致机组发生事故。因此，对燃气轮机的 t_3 必须严加控制。由于 t_3 温度过高，现场监测困难，通常改用监测排气温度 t_4 的方法取而代之。因为随着负荷的增大，t_3 和 t_4 之间会按一定的关系一起上升。所以限制了 t_4，就等于限制了 t_3。但当环境温度 t_a 改变时，同一个 t_3 高限值所对应的 t_4 高限值 t_{4s}却会随 t_a 而变化。为此，必须就 t_{4s}与 t_3 之间的对应关系按 t_a 值进行修正。

工程上常用的三种不同温控曲线如图 5 所示。温控系统如图 6 所示。当 $t_4 > t_{4s}$时，可通过比例积分调节 PI 不断减少燃料消耗率 q_{mf}，直到$t_4 \leqslant t_{4s}$时为止。



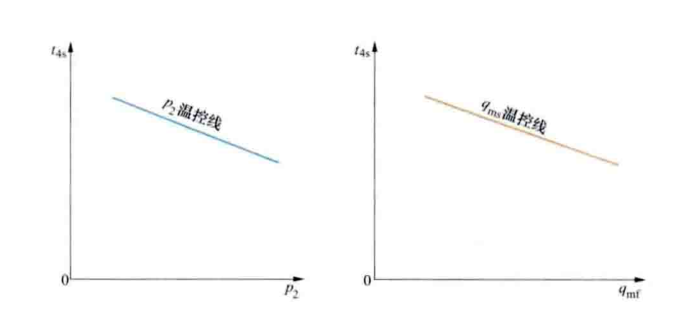


图 5 温控线

t_{4s}—排气温度高限；q_{mf}—燃料消耗率；t_a—环境温度；p_2—压气机出口压力

燃料控制　根据燃料消耗率指令 q_{mfs} 来改变实际进入燃烧室的 q_{mf}。液体燃料控制系统通常由容积式燃油泵供油。定排量泵直接供油给喷油嘴，用回油调节阀改变 q_{mf}（见图 7）。但 q_{mf} 与回油调节阀行程的关系偏离线性关系很严重，因而在电液伺服系统中广泛引入 q_{mf} 反馈（见图 7）以消除上述非线性的不良影响。q_{mf} 反馈信号由燃油分配器的转速给出，当 q_{mf} 与指令相等时，回油调节阀停止变动，结果是 q_{mf} 随 q_{mfs} 而变化。当采用气体燃料时，必须考虑其压缩性，故在上游设置调压阀以保持其压力为给定值，然后经由电液伺服阀控制的气体燃料控制阀进入燃料喷嘴。这时 q_{mf} 唯一取决于气体燃料控制阀的开度或其指令。

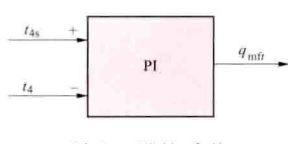


图 6　温控系统

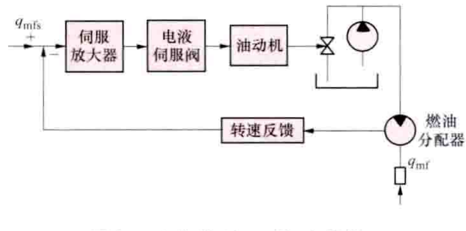


图 7　液体燃料 q_{mf} 随动系统

起/停控制　燃气轮机发电厂已可实现全自动起/停。控制辅助设备的程序系统与控制 q_{mf} 等的连续调节系统相互配合，可完成起/停机的全过程。一般，燃气轮机起动程序如下：①给出起动指令。②检查起动允许条件。允许条件满足后，则开动辅助设备，使润滑油、液压油、压缩空气、电气等系统进入工作状态。打开压气机放气阀，关小压气机进口导叶。③开动起动机。冷态拖动机组，同时进行清吹。到达点火转速后给出点火 q_{mf}，进行点火。点着火后进入暖机。若点火时间已到而没有点着火，则重新清吹（燃用液体燃料时则需放出燃烧室内的积油）与点火。如果连续两次点火均失败，则起动失败，需停机检查。④暖机。将 q_{mf} 降至暖机值，并一直保持到暖机结束。⑤暖机结束后，增加燃料，机组转速升高，直至起动机脱扣转速。⑥起动机与机组脱扣，停止起动机，继续增加 q_{mf} 以提高机组转速。⑦到达运行转速（大于或等于 $0.95n_0$）后，关闭辅助润滑油泵、辅助液压泵和压气机放气阀。随机组转速的升高，按预定的规律逐渐开大压气机进口导叶角度。⑧起动完成，等待并网。⑨自动同期，合闸并网。⑩自动增加转速给定值 n_s，升负荷至所选定值或至温控。

升速过程中常可安排转速给定值 n_s 按预定规律随时间上升，通过转速调节来控制 q_{mf}。

一般燃气轮机正常停机的主要步骤如下：①给出正常停机指令，自动降低 n_s（如原在温度控制状态，则先自动退出温度控制），降负荷，直至零负荷。②逆功率自动解列。③继续降 n_s，机组降速。④降速至 $0.95n_0$，起动辅助润滑油泵，打开压气机放气阀。⑤降速至熄火转速，或解列后已达一定时间，切断燃料供应（解列后不立即切断燃料供应是为了减小温度骤降引起的热应力，称为热停机，多为重型燃气轮机采用）。机组进入惰转降速。⑥空气压缩机、液体燃料泵停运。⑦惰转到接近零转速时，冷盘车程序开始。⑧冷盘车时间到，中止冷盘车程序。⑨停辅助润滑油泵和辅助液压泵。

报警与保护　其功能是在某些参数超过“报警值”而进入危险区，或是某故障逻辑成立时，发出报警。参数超过紧急值而深入危险区时，立即使机组跳闸（紧急停机）。

跳闸功能是通过关闭燃料截止阀并使燃料消耗率指令 q_{mfs} 置零，双管齐下来实施的。

常见的重要报警与跳闸有超速、超温、熄火、点火失败、热悬挂、振动和轴位移超限、进口空气过滤器压差超限、润滑油压低、液压油压低、火灾和转速信号故障等。重要的报警有排气热电偶故障、火焰探测器故障、润滑油油位低、液压油油位低、执行机构位置故障和排气有害成分超限等。

控制系统构成　一种以多冗余微型控制处理机为核心的计算机控制系统。它在现场设置多个直接控制生产过程的DCS，同时采用数据通信技术和显示技术，来实施直接数字控制、逻辑控制、顺序控制、批量控制，以及数据采集与处理等先进的控制功能。其设置特点为：①在整个电厂中设置燃气轮机控制柜和分散式控制系统（DCS），前者控制主机，后者控制电气控制系统（ECS）、电厂辅助设备系统（BOP）、公用 BOP 和公用 ECS。②全厂设置三级数据通信网络［即电厂数据高速公路网（PDH 网）、单元数据高速公路网（UDH）和 I/O 网］。PDH 网是该控制系统与电厂中 DCS 之间进行数据通信的途径，UDH 支持各个控制器之间的通信，I/O 网则是燃气轮机控制器中三个微型控制处理器、三个保护模块以及扩展模块之间进行通信的网络。关键性的控制信号和保护信号都具有多冗余特性。此外在 PDH 与 UDH 之间还设置服务器（历史数据工作站，工程师工作站操作员人机界面 HMI），用于人机之间的通信、对话和控制维护。③燃气轮机控制柜的核心部件是多个独立的、但又是相同的微型控制处理器，处理器有自己的电源、处理器、通信和 I/O。通过传感器获得的信号数据在燃气轮机控制柜微型控制处理器中，通过一系列算术运算的控制算法程序（取代以往的以运算放大器为核心的模拟运算电路）和逻辑控制算法程序（取代以往的以继电器为核心的逻辑运算电路）的运算，获得关键性的连续（模拟）量控制输出或逻辑（开关）量控制输出，并进行 2/3 表决后，送到执行机构中去实施调节控制或保护控制的功能。这种信号运算无需采用放大器，简化了设备和系统。④利用显示器和人机界面技术（HMI，操作员站和工程师站）进行全机的页面操作，显示机组当前的运行状态和主要参数、报警的信息，还能对控制系统内部故障进行诊断，并利用历史数据站来实现实时与历史数据的记录和分析。⑤利用 PDH、UDH 和 I/O 网可以使全厂逐渐以生产过程的自动化和管理现代化的信息网络为起点，以厂级监控信息系统（SIS）和厂级管理信息系统（MIS）为核心，建立起全厂的生产和管理的控制系统。⑥一般来说，联合循环机组中燃气轮机的控制系统与简单循环机组中燃气轮机的控制系统是基本相同的，因而为简单循环燃气轮机配置的控制系统大多能够兼容联合循环机组。

ranqilunji panche zhuangzhi

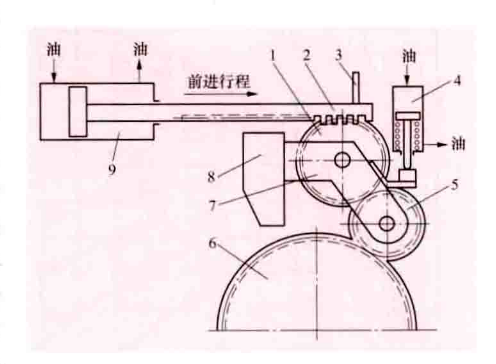
燃气轮机盘车装置　(turning device of gas turbine unit)　燃气轮机停机后缓慢转动转子使之均匀冷却，避免转子弯曲变形的设备。重型燃气轮机因零部件厚重难以均匀冷却，停机后上部温度高于下部，转子会弯曲，必须采用盘车装置。轻型燃气轮机和航改型燃气轮机的燃气发生器因结构轻、冷却快，无需使用盘车装置；但与燃气发生器配置

的动力透平，则需配备该装置。

盘车装置由原动力、传动和离合设备组成，分为连续盘车与间歇盘车两类。

连续盘车　一般用直流电动机驱动。由于燃气轮机只需在1min内缓慢地旋转数转，故盘车电动机与转子间的减速比很大，常用蜗轮蜗杆减速装置。

间歇盘车　间隔一定时间使转子旋转45°～120°，用一个控制器按间歇盘车要求向盘车装置的电动机供电，就成为间歇性盘车装置。液压动力的间歇性盘车装置如图所示。它用液压油动机通过齿条和齿轮传动系统，带动与机组转子连接的从动齿轮来转动转子。由能环绕惰轮轴来回摆动的机构和啮合油动机来实现离合。齿条上的传动杆带动一个行程限位开关，以控制盘车动作。



液压盘车装置

1—惰轮；2—齿条；3—传动杆；4—啮合油动机；5—摆动离合齿轮；6—从动齿轮；7—摆动架；8—重块；9—动力油动机

盘车装置未投入工作时，啮合油动机卸油，摆动架靠重块压下，与从动齿轮分离，齿条处于图示位置。盘车装置投入工作后，两个油动机按图示箭头方向流入压力油，摆动架被压下，与从动齿轮啮合，齿条按前进行程方向运动，使机组转子旋转45°。此后，啮合油动机泄油，摆动架转至分离位置，齿条则由油动机带动，反向运动至图示位置。经3min后，重复一次上述动作，以实现间歇盘车。

ranqilunji qidong xitong

燃气轮机起动系统

(starting system of gas turbine unit)　使燃气轮机从静止状态开始旋转，并加速到自持运行状态的设备。当机组达到自持转速、具备自持运转能力后，起动系统停止工作。

燃气轮机起动系统主要由起动机、传动与离合设备和相应的控制系统组成。起动机需要足够的功率和良好的扭矩特性。在单轴燃气轮机发电机组中，起动机功率为机组额定功率的3%～5%，分轴燃气轮机的起动功率则为机组额定功率的0.5%～3%。良好的扭矩特性是指在转速为零时扭矩应达到最大值（见图1），以克服起动时转子的静摩擦力矩。

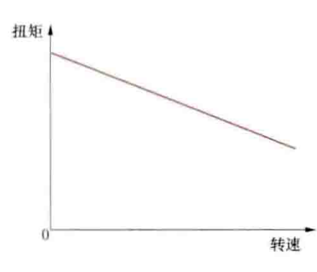


图1　所要求的起动扭矩特性

起动机　有直流电动机、交流电动机、柴油机、气体马达、膨胀透平和小型燃气轮机等。直流电动机的扭矩特性好，但需直流电源，仅用于中小型机组中。交流电动机和柴油机应用广泛，但扭矩特性差，需用变扭设备来改善。气体马达和膨胀透平的扭矩特性良好，可用于有压力气源的场所。小型燃气轮机若为单轴机组，需用变扭设备；若为分轴机组，其扭矩特性良好，不需用变扭设备。

离合设备　离合设备广泛采用液力变扭器（见图2），由泵轮3、涡轮2和导轮4组成，其中充以润滑油。主动轴1带动泵轮旋转，产生高速油流冲动涡轮，带动从动轴5旋转，由此输出扭矩。由于涡轮扭矩特性良好，因而变扭器输出的扭矩性能也良好。机组开始起动时，变扭器中先不充油，泵轮无负荷，起动机能轻松地旋转加速。当泵轮达到高速后，再将油注入变扭器，泵轮产生油流，使涡轮开始旋转并输出大扭矩。这样，既便于使用自身起动扭矩特性差的起动机，又能以大的扭矩来起动燃气轮机。

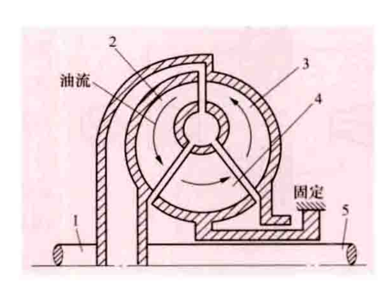


图2　液力变扭器

1—主动轴；2—涡轮；3—泵轮；4—导轮；5—从动轴

柱塞式液压泵与液压马达的组合也是一种能改善起动机扭矩特性的变扭设备。柱塞式液压泵是变排量泵，由作为起动机使用的交流电动机带动，通过改变斜盘的角度来调节柱塞行程，以改变供油量。机组开始起动时，液压泵的斜盘角度置零，柱塞行程为零所以无往复运动，供油量也为零，因而起动机能轻松地加速。达到额定转速后，调节斜盘角度使其变斜，柱塞开始做往复运动，使柱塞泵产生高压油(10MPa)，注入液压马达，以起动燃气轮机。其效果与上述液力变扭器相同。

起动控制系统　在大功率单轴燃气轮机发电机组中，较多地选用与主发电机组合在一起的变频转换器来起动机组。起动时发电机作为起动电动机，用变频转换器改变供给发电机的电频率，以拖动机组旋转和加速。在开始旋转时可具有很大的扭矩。起动过程结束后，发电机恢复发电功能。在近年来投运的功率仅数十千瓦的微型高速单轴燃气轮机发电机组中，燃气轮机与发电机设计成为一个无减速齿轮的整体，在80 000～100 000r/min高速下，也用变频转换器向发电机供给频率变化的电流，直接起动燃气轮机；发电时变频转换器将发电频率降至50/60Hz。此外，在联合循环机组中如有外蒸汽源，也可考虑用汽轮机做起动机。

ranqilunji reli xunhuan

燃气轮机热力循环

(thermodynamic cycle of gas turbine)　燃气轮机工质在实现热能与机械能的转换时所需经历的一系列热力过程的总和。燃气轮机只有连续不断地完成某个特定的热力循环，才能持续地使部分热能转换为机械能。燃气轮机的热力循环可分为开式和闭式循环、简单循环与复杂循环，以及联合循环（见燃气轮机）。应用最广的是开式简单循环，如图1(a)所示，闭式循环如图1(b)所示。为了改善燃气轮机的性能，在简单循环的基础上可附加其他热力过程，由此组成复杂循环；与蒸汽轮机等其他热力设备联合工作时则构成联合循环（见燃气-蒸汽联合循

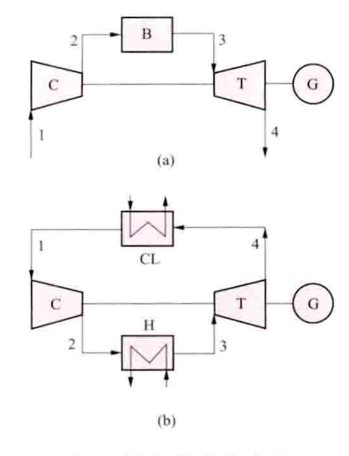


图1 燃气轮机简单循环

(a) 开式简单循环；(b) 闭式循环
C—压气机；T—透平；B—燃烧室；
H—加热器；CL—冷却器

环）。对循环进行热力学分析可以了解燃气轮机的基本性能及其影响因素。

简单循环 如图1所示，燃气轮机理想的简单循环称为布雷顿循环，由四个过程组成：①工质在压气机内进行绝热压缩。过程的标志参数是压缩比 ε，要消耗机械功 W_C。②压缩后的工质在燃烧室内燃烧（或经过加热器）而等压加热。过程的标志参数是加热器出口的燃气温度 t_3，要加入热量 Q。③高温高压工质在燃气透平内进行绝热膨胀。因膨胀后基本恢复到初始压力，故膨胀比基本上等于压缩比，可输出机械功 W_T。④透平排气扩散到大气中（或经过冷却器）散热后回到初始状态。由此，工质完成一个循环，对外做功为 $W=W_T-W_C$，循环效率为 $\eta=W/Q$。通常循环做功能力是用单位质量的工质（开式循环为空气）完成一个循环所输出的功来衡量的，称为比功，其单位是 kJ/kg，或 kW·s/kg。比功大意味着输出同样的功率需要的空气流量小，即机组可以做得更紧凑。

对循环进行热力学分析，可以看出燃气轮机的燃气初温 t_3、压缩比 ε、大气状态 p_1 和 t_1，以及各部件的效率等参数对燃气轮机性能比功 w 和效率 η 的影响，如图2所示：①η 和 w 都随燃气初温 t_3 升高而增大，提高 t_3 是改善燃气轮机性能的最主要措施。②在一定的初温 t_3 下，存在着使循环效率或比功为最大值的最佳压比 ε_1 与 ε_2，且 $\varepsilon_1>\varepsilon_2$。当 t_3 提高时，最佳压比也相应增大。究竟应选 ε_1 还是 ε_2，则要看设计是侧重于效率还是侧重于机组的紧凑性。③大气状态参数 p_1、t_1 的变化对燃气轮机性能有较大影响。大气压力 p_1 影响空气密度和进气流量，比功 w 随压力呈正比变化，但对效率影响较小。在燃气轮机初温 t_3 受限制而不能提高的前提下，大气温度 t_1 升高相当于温比下降，η 和 w 都将减小。④各部件效率的提高都有助于热力循环指标的改善，其中透平和压气机效率，以及各部件流动阻力损失的影响相对较大。

图1（b）所示闭式循环的热力过程与开式循环相同，不同之处是工质在封闭回路内循环使用。在同样压缩比的情况下，工质的压力可以设计得较高（即质量流量较大），因而机组的单机功率可以设计得较大。

复杂循环 燃气轮机发展初期，由于燃气初温 t_3 受材料和冷却技术的限制不能很高，致使燃气轮机性能不及内燃机和汽轮机。为此研制了回热循环、间冷循环和再热循环等开式复杂循环，目的都是提高效率或比功。回热循环是在简单循环的基础上增设一套回热器，用温度很高的透平排气来预热压气机出口的空气，从而节省一部分燃料。间冷循环是将空气分段压缩，中间进行冷却，由此减少压缩功，并能增加燃烧室供热量。再热循环是使燃气在透平中分段膨胀，中间补充燃烧，使燃气再次加热至 t_3，以增加透平的做功量。这些复杂循环因结构复杂、调节困难，而未能推广应用。一些结构简单的复杂循环变种，如程氏双流体循环、湿空气透平循环和进气冷却循环（见燃气轮机进排气系统），尚在开发应用。

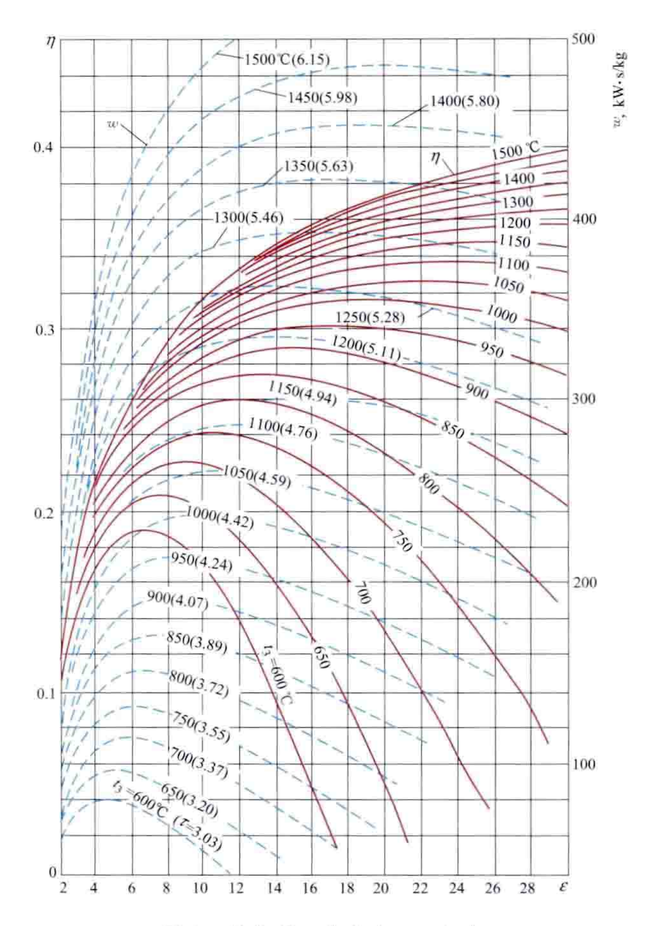


图2 简单循环的效率 η、比功 w 与燃气初温 t_3（温比 $\tau=T_3/T_1$）和压缩比 ε 的变化关系

ranqilunji teshu ranliao

燃气轮机特殊燃料

（special fuels for gas turbine unit） 燃气轮机使用的除天然气和柴油等常规燃料外的某些特殊燃料。按照其应用特点的不同，特殊燃料可大体上分为低热值合成气、甲醇/二甲醚和氢气三种类型。

低热值合成气 合成气（syngas）泛指一类以氢与一氧化碳为主要成分的原料气，是许多化工过程的中间产物、副产品或排放物（弛放气）；也可由煤、石油焦或渣油经空气气化获得。它是整体煤气化燃气-蒸汽联合循环（IGCC）电厂中必须制备的气体燃料，热值变化的范围较宽。利用低热值合成气有较大的节能和环保意义。

甲醇等特殊燃料 甲醇（CH_3OH）可以从煤、木材中制得，能量含量高，20世纪七八十年代以来与乙醇一起用作内燃机和燃气轮机的代用燃料。二甲醚（CH_3OCH_3，常用英文缩写为DME）可由甲醇脱水获得，热值更高，是一种优良的气体燃料。甲醇在燃气轮机中的使用与中热值合成气、液化石油气和各种热值较高的工业过程伴生气比较

接近。

氢气　是 IGCC＋CCUS（二氧化碳捕集利用与封存技术）系统中脱除 CO_2 过程的必然产物，可作为燃气轮机的洁净燃料。

下表中给出了某些特殊燃料的燃烧与使用特性。

某些特殊燃料的燃烧与使用特性

燃料种类	使用场合	主要可燃成分	燃烧及使用特性
低热值合成煤气	IGCC 发电厂	$CO+H_2$	燃烧温度低，火焰传播速度慢，着火范围窄，火焰稳定性差，NO_x 的排放量低
甲醇/二甲醚	IGCC 多联产厂	CH_3OH/CH_3OCH_3	沸点为 65℃/－24.5℃，闪点为 16℃/－41℃，自燃温度低（473℃/235℃）；易意外着火；爆炸极限为（5.5%～44%）/（3%～17%）；热值低，仅为 19.916MJ/kg/28.1MJ/kg，需多烧燃料；汽化潜热大，低负荷时易熄火；润滑性差；有腐蚀性，易损坏燃料系统的零部件
氢气	IGCC 多联产厂	H_2	燃烧温度高，易烧坏零部件，且 NO_x 排放量大；燃烧产物中水蒸气含量多，换热强度大，需要加强燃气轮机通流部分的冷却；可燃范围宽，易爆炸和回火；燃烧火焰短且稳定；体积发热量小；对金属有氢脆效应；燃烧室不宜按预混火焰燃烧模式设计

这些特殊燃料的燃烧和使用特性与常规燃料有很大差别，作为代用燃料使用时，常规燃气轮机的燃烧室、燃料系统，甚至压气机和透平的通流部分都要进行适当改造。（见燃气轮机改烧低热值煤气、燃气轮机改烧甲醇等特殊燃料、燃气轮机改烧氢气）

ranqilunji tongliu bufen qingxi

燃气轮机通流部分清洗

(cleaning flow path of gas turbine unit)　机组运行一段时间后，压气机叶片上会积垢；燃用原油或重油时，燃气透平叶片上也会积垢。这都会导致机组功率和效率的降低。为此，必须清洗除垢，以恢复机组出力和效率。燃气轮机通流部分的清洗方法有固体颗粒冲刷清洗和液体清洗两大类。

固体颗粒冲刷清洗　在机组低负荷或空负荷运行时，把有一定硬度又比金属材料软的颗粒送入通流部分，对叶片上的垢物进行冲刷和剥离。常用的颗粒材料是一些果壳或果核的碎粒，尺寸约为 1.5～4mm。清洗压气机叶片时，颗粒从压气机进口处送入；清洗燃气透平叶片时，则从燃烧室部位加入。但这些颗粒有可能堵塞透平叶片和某些密封空气流道上的小孔，故现已不推荐使用。

液体清洗　在压气机进口处喷入能溶解垢物的溶剂与水配制的清洗液，以清洗压气机的叶片，有离线（停机）清洗和在线（运行中）清洗两种。

（1）离线清洗是在机组停运后被起动机带转的条件下进行的，过程分为浸湿、清洗、漂洗和干燥四个阶段。浸湿是喷入少量清洗液来浸湿垢物，以利清洗；清洗是喷入较多的清洗液清洗；漂洗是喷入较多的水来冲洗干净；干燥则是将机组内所有的水排出，并使机组干燥。

（2）在线清洗的优点是机组能连续地在低负荷下运行。但仅对压气机前几级有效，后面的级由于气体温度升高，清洗液会被加热蒸发，清洗效果就会下降。而且前几级中清洗下来的垢物可能被烤干，重新积到后面的热部件上，故清洗效果不如离线清洗好。透平叶片的清洗则只能用离线清洗方案。

在海洋环境中运行的燃气轮机，压气机叶片会积盐，可定期用清水进行离线清洗。

ranqi lunji yepian fushi

燃气轮机叶片腐蚀

(corrosion of gas turbine blade)

燃油中的化学杂质成分在燃烧中生成的化合物对燃气轮机叶片材料产生的腐蚀损坏作用。

危害　原油和渣油中均含有一定量的钾、钠、钙、镁、铁、钒、硫等化学元素组成的杂质成分，燃烧后剩下约 0.1%～0.3%的灰分。灰分的成分大都为 Al、Ni、V、Pb 的氧化物和 Ca、Mg、Fe、Na、K 的硫化合物或硅化合物。在超过一定温度时，灰中 Na、K、V、S 等元素成分对叶片材料有强烈的腐蚀危害作用。遭受损害的叶片表面形成斑点状腐蚀，腐蚀面积较大且不连续，深度可达 1mm 左右，有些动叶片表面呈密集而细小的坑点腐蚀，在腐蚀坑底部产生微小沿晶裂纹。在热疲劳、机械振动疲劳、气动激振力等复合作用下，导致叶片裂纹扩张，以致发生断裂。

腐蚀机理　在燃烧过程中，S、V 等元素会化合成为熔点较低的钒氧化物、酸性钒酸盐和硫酸盐。V_2O_5 在温度 691℃下熔化，同 Na_2SO_4、$Na_4V_2O_7$ 等钠钾盐或铅化合物一起，对奥氏体材料有强烈的腐蚀作用。Na_2SO_4 是油中所含的 Na、S、SO_4^{2-} 在燃烧过程中，在高温条件下反应生成的。研究表明，在 982℃时发生的腐蚀，其速度是 760℃时的 3 倍。一般在温度为 816～927℃时，腐蚀条件最充分。水溶性杂质含量和温度越高，则结垢及腐蚀越严重。因此，对上述有害元素的含量应严格控制。燃气温度为 730～950℃时，一般要求 $Na+K<(1\sim3)\times10^{-6}$，$V<(1\sim2)\times10^{-6}$，$S<2\%\sim3\%$。燃气温度更高时，则要求 Na、K、V、S 含量进一步降低。

防止措施　主要有：①加强燃油品质的监督和控制，确保燃油质量符合标准；②对重油进行水洗处理，以降低重油中的 Na、K 等微量金属元素含量；③采用高效进气过滤装置，改善燃气轮机的进气质量，在沿海地区加装滤除空气中盐分的装置；④添加抗钒腐蚀药剂，镁盐是防止钒腐蚀的一种阻化剂，按 Mg/V＝3～3.5 的比例添加镁盐，可以有效地减少积垢，抑制钒腐蚀；⑤采用叶片的防腐涂层。

ranqilunji yu lianhe xunhuan jizu dianxing guzhang

燃气轮机与联合循环机组典型故障

(typical troubles of gas turbine and combined cycle unit)　燃气轮机与燃气-蒸汽联合循环机组因高温，高速旋转，高强度燃烧，空气、燃料和润滑油不洁或零部件设计不当等原因所致的不能正常运行或丧失工作能力的事件。某些故障可采取措施加以预防。

燃气轮机和联合循环机组中可能发生的故障种类很多，其中轴系扭振、叶片振动等问题与汽轮机中发生的故障相似（见机组振动、叶轮裂飞、叶片损坏）。以下对机组爆炸、超速飞车、起动失败、带不上负荷、自动卸载等某些重要故障的原因及预防措施进行简要分析。

燃气轮机和联合循环机组的爆炸　停机后由于燃料阀不严，有燃料漏入燃烧室或机组后面设计不当、流动不畅的流道中去，机组重新起动时又未能采取措施排除这些残存燃料就点火，由此引起的爆炸事故。防止措施是点火前用起动机强迫机组通风若干分钟，排除积存的燃料后才点火。此外，需经常关注燃料阀的严密性，及时保养和维修。随着自动化程度的提高，该类故障已大为减少。

超速或飞车故障　分轴燃气轮机的动力透平轴因甩负荷而转速飞升，危急保安器应动作保护，迫使燃气轮机停机。如果危急保安器也有故障，机组转子就会在瞬间内飞车，酿成重大事故。因此在机组投运前，必须对危急保安器做严格检查和试验，以确保动力透平在达到危险转速前能安全停车。有些机组在动力透平前还设置燃气紧急旁通阀。

机组起动失败　机组起动失败的原因很多，经常会因点火器及其电气系统故障导致起动失败。应清除点火电极的积碳和电气接线的短路或断路。另一个主要原因是机组起动过程中发生了“热悬挂”故障。这是由于起动时点火燃料量供给过多，或点火燃料供给速率增加过快，致使机组的运行点进入了压气机喘振区。即使继续增加燃料量，透平前温与机组转速仍无法增加，且机组有轰鸣声。解决办法是控制点火燃料量及其增速率。

联合循环机组起动时间偏长　约比原定设计值增加25min，主要发生在并网后汽轮机金属温度匹配阶段。这将缩减机组的调峰功能，并增加起动燃料的消耗量，影响经济性。主要原因是起动过程中某些参数的变化导致自动控制系统的操作跟踪不上，而需要人为干预，花费大量时间来调整和稳定这些参数。如处理不当，甚至会引起跳闸。其中影响最严重的参数有主蒸汽温度、天然气温度、余热锅炉锅筒的水位以及燃烧模式等。出现该问题是因为控制系统设计不当或运行参数匹配不协调。

机组带不上满负荷　在额定转速与额定初温前提下，机组带不足与大气温度和压力相对应的最大负荷，同时机组效率也有所下降。原因是压气机和燃气透平的通流部分被尘埃和重油灰渣与结垢堵塞了，甚至透平叶片被腐蚀变短。为此应清洗压气机与透平的通流部分，并更换被腐蚀的透平叶片。

联合循环机组中汽轮机自动卸载　汽轮机高压主蒸汽调节阀自动快速关闭，使汽轮机突然卸荷至零，由此引起机组负荷、燃气轮机排气温度、锅筒压力与水位等参数的剧烈变化，会给机组的运行与控制带来不安定因素。这种突然卸载是因机组控制部分某些控制参数之间的制约关系不相协调所致。当燃气轮机的排气温度低于566℃后，汽机的进汽条件若不能同时满足以下一些条件，汽机的高压主蒸汽调节阀就会快速关闭。这些条件是：①3.76MPa≤高压主蒸汽压力≤10.11MPa；②256.8℃≤高压主蒸汽温度≤593.3℃；③输出功率等于或大于旋转备用负荷；④蒸汽温度匹配程序已完成；⑤高压蒸汽旁路控制阀的开度已大于20%；⑥高压蒸汽温度高于高压蒸汽室金属温度或比燃气轮机排气温度低40℃，或等于该排气温度；⑦高压蒸汽过热度高于41.7℃（这些条件因具体机种不同而异）。实验又表明：为了避免汽机自动卸荷，就不能使以下3个条件同时出现，即：①温度匹配过程完成，并在退出之中；②燃气轮机的排气温度低于566℃；③轮机有减负荷指令。因此解决这个故障的措施是：当燃气轮机的排气温度低于566℃（根据情况可以放宽到525℃）时，不要轻易退出温度匹配程序；同时用人为干预温度匹配值的方法，把燃气轮机的排气温度调高到566℃（每次升温10～30℃）；并且不设预选负荷值。这个方法安全可靠、操作简单、全程可控。该故障也是由于控制系统设计不当或运行参数不协调所致。

燃烧室故障　通常，可以用燃气轮机排气温度场的分散度来显示燃烧室故障。根据温度场分散度的差异可设置热电偶故障报警、燃烧失常报警、第1种燃烧故障跳闸（遮断）和第2种燃烧故障跳闸（遮断）等报警和跳闸安保设备。应重视排气温度分散度的变化与报警，一旦发现变化和报警，应果断停机检查，在未消除故障前不能再开机。影响温度场分散度的因素很多，如燃料喷嘴局部堵塞会使燃料浓度场失去均匀性，燃烧室开裂会使空气流量分配不均匀，进而导致燃烧火焰偏斜，使相邻旋流器和火焰管壁面被烧坏。

压气机与透平叶片磨损、开裂与折断　揭缸检查压气机叶片是否有磨蚀痕迹和裂纹。机组运行时若有叶片折断，会有撞击气缸的声响。原因是压气机入口空气过滤效果不好，有尘埃吸入，磨蚀压气机叶片；压气机设计不当或材质选择不当，使叶片因共振而断裂。透平叶片则会发生高温烧蚀和开裂现象。原因是材料选择不当、严重超温运行，或燃烧未经处理或处理不合格的渣油。该类故障需要较长时间才会暴露，在选购机组时应考察机组的使用历史。

机组轴承振动过大　据制造厂规定，单轴联合循环机组在所有轴承处的相对轴振（峰-峰）必须小于0.08mm，机组运行时，轴振大于0.15mm时保护系统报警，大于0.22mm时机组应自动停机，大于0.23mm时，延时1s遮断。轴承稳定性问题复杂，影响因素包括轴系的对中、转子的动平衡、轴承负荷、轴承形式、转速、滑油温度等。

余热锅炉受热面和大梁烧毁　故障现象是余热锅炉上部护板烧红，低压蒸发器与省煤器的鳍片管熔断。原因是燃气轮机烧渣油时雾化质量恶化，大量未燃烧的焦炭和油滴积存在余热锅炉的尾部受热面上，机组停运后炉温仍然很高，使炭黑与油滴复燃。应改善渣油的燃烧过程，防止尾部受热面积油或积炭。

其他辅机系统和辅助设备的故障　包括天然气前置系统故障、燃料气系统泄漏、危险气体探头频繁损坏等，这些故障经常是由精密阀门的磨蚀泄漏所致。

为了保证电厂可靠运行，首先必须确保进入燃气轮机的燃料质量符合要求，以防固体杂质堵塞滤网和喷油嘴，甚至导致燃油泵磨蚀；还应注意润滑油和液压油系统的清洁度，防止液压控制系统中的电液伺服阀、液压柱塞泵、控制阀窗口和阀芯等精密元件被固体杂质磨损、堵塞或卡住，并防止精密的转子轴颈、轴承、齿轮等表面被固体杂质拉毛、划伤或加速磨损。

ranqilunji yu lianhe xunhuan jizu yanshou shiyan

燃气轮机与联合循环机组验收试验 (acceptance test of gas turbine and combined cycle unit) 在燃气轮机和燃气-蒸汽联合循环机组正式投产前必须进行的质量验收试验。试验的目的与内容是鉴订合同所保证的燃气轮机与联合循环机组的功率和热耗率等主要性能指标，以及其他有关安全、经济运行和污染排放水平的性能参数。试验在燃气轮机部分和整台联合循环机组各自建成后分两个阶段进行。作为机组的验收考核数据，试验结果必须按合同规定的工作状态参数进行折算。

试验阶段与条件 ①燃气轮机安装和调试完毕后，单独做燃气轮机的性能试验；②联合循环的蒸汽部分安装和调试完毕后4个月内，在汽轮机和余热锅炉都处于崭新和洁净的状态下，对整台联合循环机组做性能试验。

试验内容与试验状态的规定 试验内容包括必做试验和选做试验。

必做试验 试验项目有：①在基本负荷和尖峰负荷工况下，测定燃气轮机和汽轮机发电机轴端的最大输出功率。②在25%、50%、75%和100%的基本负荷和100%尖峰负荷工况下，测定机组热耗率（或效率）。③燃气轮机和汽轮机的超速保护装置与熄火保护装置的试验。④余热锅炉的性能试验。

选做试验 试验项目应经合同双方商定，并在合同中列出。可包括：①调节和保护系统的性能试验；②起动和加载特性试验；③排气污染物 NO_x、CO、C_mH_n 的测定；④振动测定；⑤噪声级别测定。

试验状态 所有性能参数都必须在机组已经达到稳定运行状态后才能测量。而且应当使验收试验时的工作状态尽可能接近合同规定的大气温度、大气压力、相对湿度、压气机进口总压降、燃气轮机排气总压降、冷却水温度、汽水系统的补充水量（一般规定为0kg/s）、余热锅炉的排污量（一般为0kg/s）、发电频率、功率因数、燃料种类、燃料进入温度和发电机电压等条件。

在做基本负荷的验收试验时，应确保燃气透平的进气温度是设计保证值 t_{30}^*。由于 t_{30}^* 很难实际测定，往往只能根据燃气透平排气温度 t_4^* 和实际试验时的大气温度 T_a 进行反推，通过 t_4^* 来间接监控 t_{30}^*。因此，要求制造厂家提供 t_4^* 与 T_a、t_{30}^* 的关系曲线，以便在做基本负荷验收试验时，根据当时的 T_a 和应达到的 t_{30}^* 值，确定需要严格监控的 t_4^* 温度。

试验中有关测试仪表、测量方法、测量精度、稳态运行条件以及测试数据的读取等，应参照相关的国家标准、行业标准以及制造厂家的规定实施。

试验数据的整理与修正 在各发电机轴端，用有功功率表和无功功率表，测定燃气轮机的有功功率 P_{gt} 无功功率 P_{rngt}，以及汽轮机的有功功率 P_{st} 和无功功率 P_{rnst}。由于试验中很难测定各辅机所耗的功率，因而上述测定的功率只是扣除了励磁机损失后机组的毛功率，相应的热耗率也是毛热耗率。

燃气轮机的输出功率 P_{gt} 和热耗率 q_{egt} 都与机组实际试验时的环境温度 T_a、环境压力 p_a 以及转速等因素有关。通常，机组所能保证达到的额定功率和热耗率都是对合同所规定的特定条件而言的，而实际试验时的条件与特定条件有偏差，为此必须对实测的 P_{gt} 和 P_{st} 进行修正，即

$$P_{gt}^{C} = P_{gt}C_{Ta}C_{pa}C_{fr}C_{pf}C_{d}C_{pl}C_{pE}C_{WI} \tag{1}$$

$$P_{st}^{C} = P_{st}D_{Ta}D_{pa}D_{pf}D_{CWT}D_{d}D_{mex}D_{Tex} \tag{2}$$

式中 P_{gt}^{C}、P_{st}^{C} 分别为修正到合同所规定的特定条件时，燃气轮机和汽轮机的有功功率；C、D 分别为试验时大气温度 T_a、大气压力 p_a、燃气轮机发电机转速（频率）、发电机功率因数、机组状态的不可恢复性变化、压气机进口压力降、燃气透平出口压力降、燃烧室喷水量、凝汽器冷却水温度、燃气透平排气流量、燃气透平排气温度等因素偏离合同规定值时对机组功率的修正系数。这些修正系数都应由制造厂家提供备用。

因而，修正后的联合循环机组的毛功率 $P_{e.cc}$ 为

$$P_{e.cc} = P_{st}^{C} + \sum_{i=1}^{2} P_{gti}^{C} \tag{3}$$

计算中假定由2台燃气轮机与1台汽轮机共同组成一个联合循环。进而可以按式（4）计算在合同规定的特定条件下联合循环的热耗率 $q_{e.cc}$，即

$$q_{e.cc} = \frac{\sum_{i=1}^{2} \dot{M}_{fi}^{c}\left[Q_{ar,net,p} + c_{pfi}\left(t_{fmi}^{*} - t_{fi}^{*}\right)\right]}{P_{e.cc}} \times 3600 \tag{4}$$

$$\dot{M}_{fi}^{c} = \dot{M}_{fmi}\frac{C_{Ta}C_{pa}C_{fr}C_{d}C_{pl}C_{WI}}{C_{Tae}C_{pae}C_{fre}C_{de}C_{ple}C_{WIe}} \tag{5}$$

式中 $Q_{ar,net,p}$ 为燃料的定压低位发热量；c_{pfi} 为燃料的比热容；t_{fmi}^{*} 为实际试验时进入燃烧室的燃料温度；t_{fi}^{*} 为合同规定的进入燃烧室的燃料温度；$\dot{M}_{fi}^{c}$ 为经过修正的在合同规定的验收试验状态条件下进入燃烧室的燃料质量流量（kg/s）；$\dot{M}_{fmi}$ 为试验时实际测定的燃料质量流量（kg/s）；C 为大气温度 T_a、燃气轮机发电机的频率、机组状态的不可恢复性变化、压气机进口压力降、燃烧室的喷水量等因素偏离合同规定值时对燃气轮机效率的修正系数。这些修正系数也应由制造厂家提供。

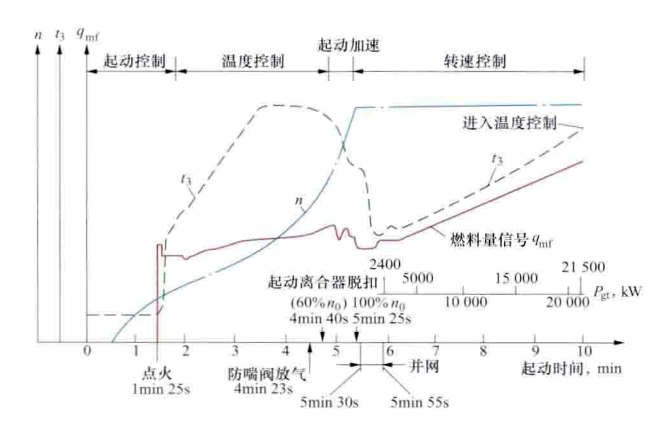
验收标准 只有在 $P_{e.cc} \geqslant P_e^0$，$q_{e.cc} \leqslant q_e^0$ 时，机组的性能质量才算是合格的。式中 P_e^0 和 q_e^0 分别是在合同规定的特定条件下，厂家保证能够达到的机组的毛功率和毛热耗率。若在做联合循环的验收试验时，燃气轮机已经运行了1年，则只有当 $P_{e.cc} \geqslant 99\% P_e^0$，$q_{e.cc} \leqslant 100.5\% q_e^0$ 时，机组的性能质量才能算合格。

ranqilunji yunxing

燃气轮机运行 (operation of gas turbine) 燃气轮机运行包括起动、正常运行、异常运行、停机和运行方式的选择等环节。当燃用重油、渣油或原油时，燃油必须先经水洗处理，使 K^+、Na^+ 等含量达到限定值，并添加镁盐阻化剂后才能使用。起停时应先用柴油为燃料。

起动 燃气轮机不能自行起动，必须先由其他动力（柴油机、电动机、汽轮机或带有变频器的同步发电机等）拖动升速到点火转速（一般为额定转速的15%～25%）时，才能向燃烧室喷射一定数量的燃料并点火引燃。此后，转速、空气流量、燃气初温和透平功率都将随燃料量的增加而逐步增大。当燃气初温和起动装置功率达到最高值并开始略有回降，使机组自发功率可以维持转子自持运转并有剩余功率时，起动装置才与燃气轮机脱扣（此时转速一般为额定转速的40%～60%），燃气轮机开始依靠自身的剩余功率，使转子继续升速到额定转速，并入电网并接带负荷，进入正常的

运行状态。起动装置的功率约为主机额定功率的2%～5%（参见燃气轮机起动系统）。起动中压气机要经过低速区，若压气机特性曲线较陡，点火转速较低，工作点很难避开喘振区。应在压气机第一级前加装进口可转导叶，或在前几级中加装可转静叶，也可在中间级加装放气防喘阀，以改变压气机的特性曲线，或使压气机的工作点偏离喘振线，以放宽压气机的稳定工作区。下图所示为某台燃气轮机的起动曲线。



某台燃气轮机的起动曲线

燃气轮机起动所需时间与透平结构有关。发电用燃气轮机一般是重型结构，为避免引起过大的热应力，从静止状态起动到带满负荷，通常需要10～20min。若采用航改型的轻型燃气轮机，起动时间只需2min。

正常运行 正常运行时燃气轮机的工作条件会经常变动，其负荷应根据用户的需求进行调整，大气温度和压力也因季节和所在地区的不同而有所变动。因而燃气轮机常在偏离设计条件的工况下运行。

大气温度和压力的影响 大气温度升高，燃气轮机出力和效率都会下降，但大气压力降低只影响出力，对效率影响很小。海拔对燃气轮机的影响是通过大气参数的变化来体现的。通常，海拔每升高1000m，气压下降约10kPa，气温下降约6.5℃。因此机组的实发功率和实际效率均需按气温、气压进行修正。

部分负荷工况 部分负荷对燃气轮机的经济性有显著影响，但影响程度因轴系型式而异（见燃气轮机变工况性能）。对单轴燃气轮机，由于压气机与透平同轴，在恒定的额定转速下运行，部分负荷时的空气流量与额定负荷时相比变化很小（稍有增加），所以在降负荷时，燃气初温降低很多，致使燃气轮机的效率也降低较多。对于分轴燃气轮机，由于压气机的转速和空气流量是随负荷减小而降低的，因而在部分负荷时燃气初温的变化与额定负荷时相比，相对变化较小，所以对经济性的影响较小。以空负荷油耗量为例，分轴燃气轮机的空负荷油耗量约占额定负荷时的22%～24%，而单轴燃气轮机所占比例达到30%～40%以上。

加载性能 由于在不同负荷工况下发电用单轴燃气轮机压气机的转速是恒定的，在加负荷时没有提升转速的需要，不会发生燃气初温突然上升甚至超温的异常情况，所以加载性能较好。但分轴燃气轮机在加负荷时，由于压气机转速要相应升高，在提升转速的动态过程中，转动惯量的影响突出，如果操作不当，加负荷（即增大燃料供入量）过猛，容易发生燃气初温突然上升，而压气机的转速和空气流量跟不上的异常情况，致使压气机的工作点会瞬间进入压气机的喘振区，所以其加载性能相对较差。

当燃气轮机燃用重油或原油时，应先用柴油起动。带上一定负荷后，才切换用重油或原油；在停机时，当负荷降至一定值后，就需把油系统切换到烧柴油的状态，直至停机。如果在燃用重油或原油时，机组紧急跳阀，需用柴油冲洗供油系统。

为防止压气机和燃气透平通流部分的结垢，影响机组的功率和效率，可以对通流部分适时进行在线或离线的清洗。（见燃气轮机通流部分清洗）

异常运行 发电用燃气轮机属于高速旋转的叶轮机械，运行中如轴系振动、叶片振动、热应力等机械问题与汽轮机相似。此外，由于燃气温度远高于蒸汽，燃烧问题也较复杂，所以常有因空气和燃料不洁引起的透平叶片腐蚀、冲蚀、结垢、积炭，以及起动失败或甩负荷超速、熄火等问题。异常运行中的常见故障，可见燃气轮机与联合循环机组典型故障。

实践表明，加强对燃料质量、润滑油和液压油质量的管理是改善燃气轮机运行可靠性的重要措施。

运行方式 一般分为应急型、尖峰型、中间负荷型和基本负荷型四大类。它们的年运行时间数、年起动次数、每次的连续运行时间以及起动加载时间，都有很大差异，如下表所示。

燃气轮机运行方式的分类

序号	类型	使用指标		工况	
		工作时间（h/年）	起动次数（次/年）	连续运行时间（h/次）	起动和加载时间（min）
1	应急型	＜500	＞500	＜1	＜5
2	尖峰负荷型	500～2000	100～500	1～20	＜25
3	中间负荷型	2000～6000	20～100		＜35
4	基本负荷型	＞6000	＜20	＞300	＜40

ranqilunji zhijie shaomei

燃气轮机直接烧煤

（retrofit of gas turbine unit for burning coal directly） 原来烧天然气的常规燃气轮机直接改烧煤时需做的改造工作。煤资源丰富时，直接燃烧可避免煤在形态转换中的能量损失，从而提高效率。

关键技术 常规燃气轮机中的燃气透平是在高温高速条件下工作的，要求工质必须洁净。烧煤燃气轮机最主要的问题是在燃烧生成的燃气中含有大量灰尘，会使透平叶片和热通道磨损并积灰，致使机组无法长期运行。因此，燃气轮机直接改烧煤的关键技术是：①改型设计燃烧室，使之能烧煤，并能净化处理燃气中的灰分；②对透平叶片及热通道进行防腐抗磨保护；③燃烧前预先净化处理煤中所含的硫和灰分，使之成为“超净煤粉”，能够在常规燃烧室中直接燃烧；④外燃技术。

改型设计燃烧室 有直接燃烧煤粉和多级液态排渣烧煤两种方案，均处于试验开发阶段。

（1）直接燃烧煤粉的燃气轮机燃烧室。早期采用内燃开式循环的煤粉燃烧方案，如美国1944年开发的3450hp（约为2537.5kW）机车燃气轮机，将低灰优质烟煤磨成细粉，喷入燃烧室，与空气混合燃烧。燃烧产物经旋风分离器净化后，进入透平膨胀做功。因旋风分离器不能使燃气净化达标，所以该类燃气轮机未能推广。

（2）多级液态排渣燃煤的燃气轮机燃烧室。美国于20世纪80年代后期在直接烧煤燃气轮机技术上取得突破。燃烧系统由贫氧和富氧两级燃烧室和冲击式与旋风离心式两级除渣除尘器组成。燃料是低灰分的普通电厂用煤，以干煤粉或水煤浆形式喷入燃烧室。压气机出口的压缩空气分成两部分，1/3进贫氧燃烧室，2/3进富氧燃烧室。在贫氧燃烧室内，煤粉在高温还原性气氛下与空气生成可燃性气体与液态熔渣。燃烧产物经冲击式分离器与旋风分离器两级排渣和除尘后，清洁的可燃气进入富氧燃烧室燃烧，所产生的高温燃气进入透平做功。该类型机组系统简单、效率高、污染低，但尚未成熟。

在以上两种燃烧室之后，还需对透平叶片和热通道采取防腐抗磨措施。

超净煤粉制备　20世纪90年代初由澳大利亚罗伯特·劳埃德开发的洁净煤技术，把普通发电用煤先磨成粒径为0.15～2.0mm的碎粉，在蒸煮器内浸于氟氢酸（HF）和氟氢硅酸（H_2SiF_6）溶液中加热，使煤中的灰分（及部分硫分）被溶解，进而使除去了灰和硫分的煤与溶液分离，得到“超净煤粉”。超净煤粉是一种轻质、能自由流动的颗粒状燃料，含灰量很少（0.1%～0.4%）。经ABB公司检验，认为超净煤粉可以在现有的燃气轮机中直接燃烧。价格为84美元/t，略低于原油，是有使用前景的清洁燃料。但由于超净煤粉含有微量的氟氢酸，可能造成环境二次污染，所以至今尚未得到工业验证。

外燃式燃煤燃气轮机　为了绕过在高温下净化处理煤的燃烧产物中灰分和硫分等难点，现已开发出了外燃式燃煤燃气轮机方案。

ranqilunji zongti jiegou

燃气轮机总体结构

（overall structure of gas turbine unit）　由燃气轮机的整体结构、轴系的布置、转子的布局和支承，以及整台机组的支承等四大结构要素组成。

整体结构　现在使用的燃气轮机其本体都已采用整体结构，把压气机、燃烧室和燃气透平三大部件沿气流的流动方向，依次相互连接成为一个整体。除非特殊应用，已不再使用三大部件彼此分开独立设置，再用管道相互连接的分散式布置形式。燃气轮机的整体结构可分为重型和轻型两大类。

重型结构　其特点是零部件较厚重，力求在应用较低级材料时，机组仍能长期地安全工作。为便于拆装，机组的静子采用水平中分式结构，由于转子质量重，故用工作寿命长的滑动轴承来支承。图1所示为重型结构机组示例，该机组是单轴燃气轮机，压气机与透平的气缸及其转子连接成一个整体。在压气机进气端和透平排气端各设一个支承转子的轴承。压气机进气端还有一个推力轴承，以承受转子的轴向推力，并使转子轴向定位。机组功率从压气机进气端输出，透平排气为轴向，便于与余热锅炉连接。

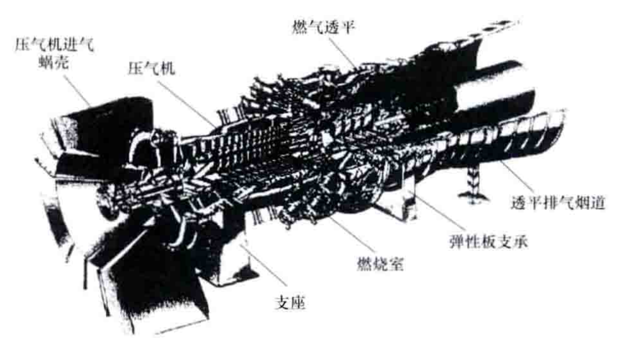


图1　重型结构燃气轮机

轻型结构　特点是结构紧凑、质量轻，通常使用较好的材料，典型代表是航空燃气轮机和航改型燃气轮机。该类机组通常采用轴向装配方式，即整个静子不是水平中分式的。为便于装拆，仅局部静子（如压气机气缸）分为两半，且多采用垂直中分方式，或中分面与水平面呈一定夹角。航空燃气轮机的转子一律用滚动轴承支承，以减轻质量和减少润滑油消耗。航空燃气轮机可改型为地面使用的航改型燃气轮机，需加装的动力透平也可按轻型结构设计（用滚动轴承）；动力透平按重型结构设计（用滑动轴承）时，使用寿命较长，机组则为轻重混合型结构。

另有一种按地面工作要求设计的轻型结构机组，为延长寿命，也采用滑动轴承支承转子。

图2所示为航改型燃气轮机示例，该机组为三轴燃气轮机，轴系连接如图3（b）所示。其中双转子燃气发生器由航空燃气轮机改型制成，加装的三级动力透平是重型结构，用滑动轴承支承。功率由透平排气端输出，用蜗壳收集动力透平的排气，使其向上排出。

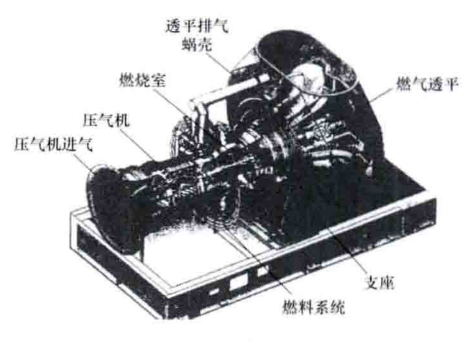


图2　航改型燃气轮机

为改善航空燃气轮机性能，广泛采用双转子套轴甚至三转子套轴结构，该类机组改为地面用燃气轮机后，套轴结构仍被沿用。

图3所示为该类燃气轮机的几种轴系方案，其中机组方案代号的含义是：左侧数值为燃气轮机独立转轴的数目，右侧英文符号为功率输出轴上的压气机与透平。例如，2/LL表示该机组有两个独立的转轴，是一台由低压压气机与低压透平

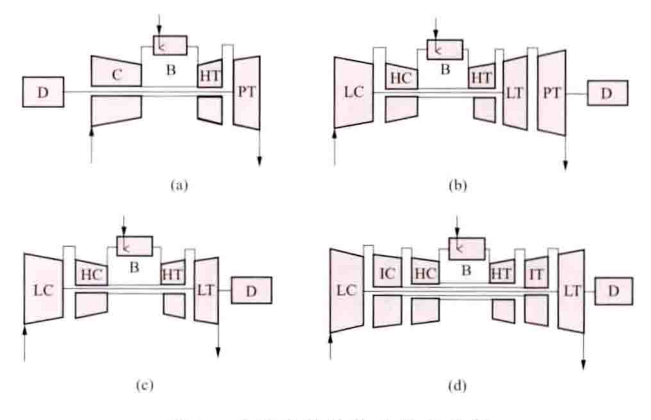


图3　采用套轴结构的燃气轮机

(a) 分轴（2/L）；(b) 三轴（3/L）；(c) 双轴（2/LL）；(d) 三轴（3/LL）
C—压气机；HC—高压压气机；IC—中压压气机；LC—低压压气机；B—燃烧室；HT—高压透平；IT—中压透平；LT—低压透平；PT—动力透平；D—负载

轴输出功率的双转轴机组。

轴系布置 燃气轮机中压气机轴、燃气透平轴以及负荷轴之间互相连接的布置关系，对燃气轮机变工况性能以及适宜携带的负荷种类有重要影响。通常燃气轮机的轴系布置有单轴燃气轮机布置、2/L 型分轴燃气轮机布置、2/HH 型双轴燃气轮机布置、3/L 型三轴燃气轮机布置等。随着轴系布置的多轴化，其变工况性能可有相当程度的改善，但燃气轮机的结构将趋于复杂。

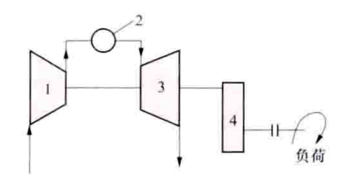


图 4 单轴燃气轮机轴系结构示意图

1—压气机；2—燃烧室；3—透平；4—齿轮箱

单轴燃气轮机 见图 4，其特点是：①压气机、燃气透平和负荷设备联系在同一根轴上，或通过齿轮箱机械地联在一起，即压气机的转速完全受负荷设备转速的控制。②可以携带恒速负荷（转速 n 为常数的发电机负荷）和螺旋桨负荷（功率 $P=cn^3$），但在携带螺旋桨负荷时，于低转速工况下容易发生压气机喘振现象，由于变速运行范围窄，该轴系机组主要用来带恒速发电机负荷。③设备简单，结构轻巧，金属消耗量少，成本低。④机组起动快，加速性能好，但起动功率大。⑤全速空载工况下燃料消耗量大，部分负荷工况下的热效率低。

2/L 型分轴燃气轮机 见图 5，其特点是：①高压透平与压气机共轴，组成一个燃气发生器。动力透平与负荷设备共轴，或通过齿轮箱机械地联在一起，即把压气机轴与负荷轴分开，因而压气机的转速不直接受控于负荷的转速。②可携带恒速负荷、螺旋桨负荷，以及汽车和机车的牵引动力负荷，无论携带上述何种负荷，机组都容易起动，变工况性能较好，变速范围广，压气机不易发生喘振。但为保证安全起动和低负荷稳定运行，仍需采用防喘振措施。③设备较简单，结构轻巧，成本较低。④甩负荷时，动力透平易超速，必须采取保护措施。2/L 型分轴燃气轮机可以做成分轴和套轴两种结构形式，分别如图 5（a）和图 5（b）所示。

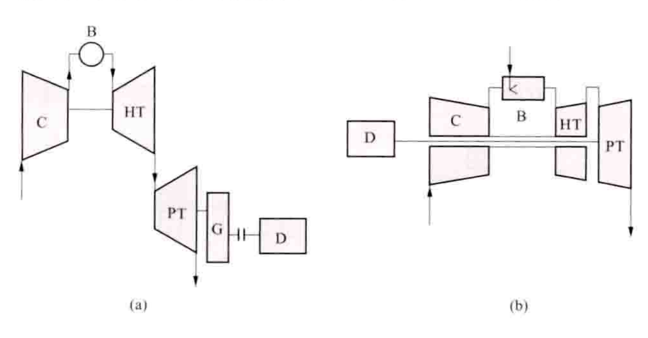


图 5 2/L 型分轴燃气轮机轴系结构示意图

（a）分轴结构；（b）套轴结构

C—压气机；B—燃烧室；HT—高压透平；PT—动力透平；G—齿轮箱；D—负荷

2/HH 型平行双轴燃气轮机 见图 6，其特点是：①高压透平与高压压气机和负荷设备共轴，低压透平与低压压气机共轴，即仅高压压气机的转速直接受负荷转速的制约。②适宜携带恒速发电机负荷，以保证高、低压压气机都不发生喘振，因此，增压流化床联合循环（PFBC-CC）中使用的燃气轮机常采用该轴系方案。如携带节距不可调节的螺旋桨负荷，只有当相对负荷 $P/P_0 \geqslant 75\%$（P_0 为设计负荷）时，机组才能稳定地工作，否则低压压气机将发生喘振。

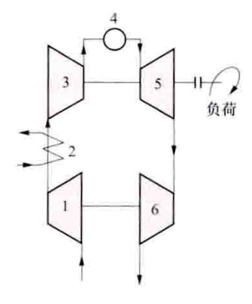


图 6 2/HH 型平行双轴燃气轮机轴系结构示意图

1—低压压气机；2—空气间冷器；3—高压压气机；4—燃烧室；5—高压透平；6—低压透平

3/L 型三轴燃气轮机 在工程上最具有实用价值，示意图见图 7。其特点是：①高压透平带动高压压气机，中压透平带动低压压气机，低压透平带动负荷，即两根压气机轴都不直接与负荷轴连接。②该结构较易由航空燃气轮机改型而成，可采用现成的套轴方案。③在携带螺旋桨负荷而相对负荷小于 70%时，低压压气机仍会发生喘振，需要采取防喘措施 3/L 型设计方案可携带的负荷及其变工况性能均与 2/L 型分轴燃气轮机相似。

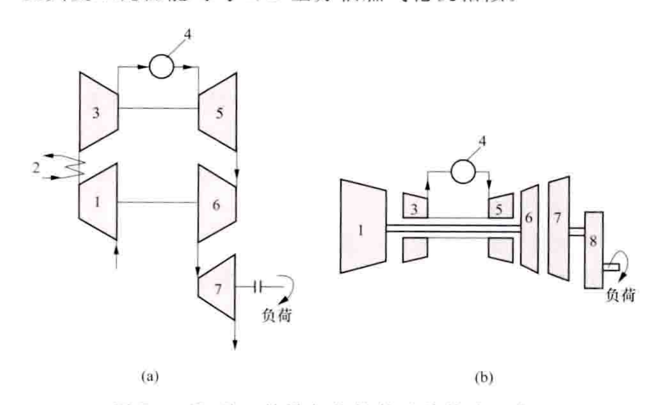


图 7 3/L 型三轴燃气轮机轴系结构的示意图

（a）双轴结构；（b）套轴结构

1—低压压气机；2—空气间冷器；3—高压压气机；4—燃烧室；5—高压透平；6—中压透平；7—低压透平；8—齿轮箱

在设计燃气轮机时，首先应根据要求携带的负荷种类和特性，来选择轴系方案。

转子的布局和支承 透平转子与压气机转子一般应设计成一体，且顺着气流方向排列，既紧凑又能减小轴向推力（见图 8）。由于压气机轴向推力 F_c 大于透平轴向推力 F_T，所以平衡后轴向推力 F 的方向与 F_c 相同，由推力轴承来承受。转子的支承方式与燃气轮机的轴系方案有关。

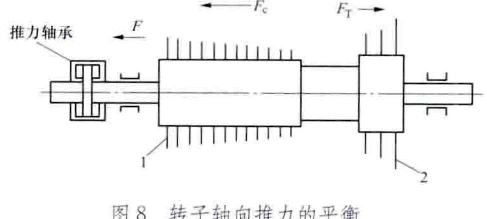


图 8 转子轴向推力的平衡

1—压气机；2—透平

单轴机组转子的支承 图 9（a）和图 9（b）所示为单轴机组转子的双支点支承方案，图 9（c）和图 9（d）所示为三支点支承方案。大功率燃气轮机均为单轴机组，转子支承都采用图 9（a）方案。

分轴机组转子的支承 在非套轴结构的分轴燃气轮机中，两个转子的支承方案见图 10。图 10（a）所示方案的结

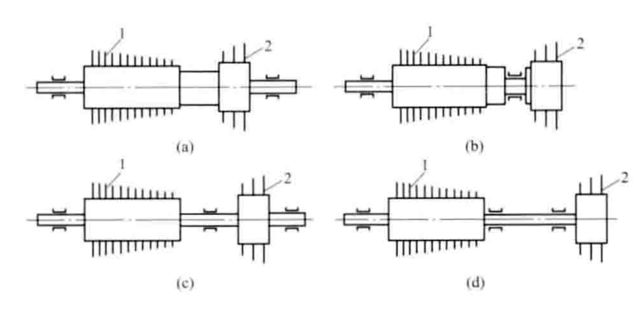


图 9 单轴燃气轮机转子的支承方案
(a) 双支点支承方案一；(b) 双支点支承方案二；(c) 三支点支承方案一；(d) 三支点支承方案二
1—压气机；2—透平

构紧凑，应用最多；图 10 (b) 所示方案主要应用于有直流式燃烧室的机组中，因为压气机与透平间距较大。当动力透平级数多于三级时，动力透平转子难以用图 10 所示悬臂支承，需改用在转子两端支承的结构。

在套轴结构的机组中，位于内部的中心轴细而长，该转子要用 3～4 个轴承来支承，而且往往有一个轴承位于内外转子之间（称为中介轴承），应有良好的润滑油供给。

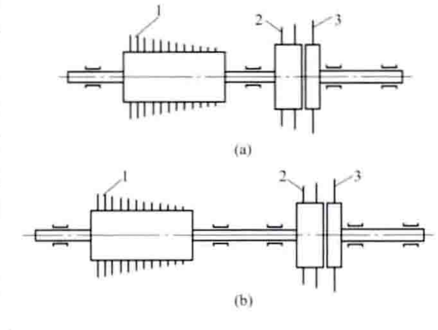


图 10 分轴燃气轮机转子的支承方案
(a) 方案一；(b) 方案二
1—压气机；2—高压透平；3—动力透平

通常，机组的推力轴承置于温度较低的部位。如单轴机组的轴承装在压气机进气端；分轴机组的燃气发生器同样装在压气机进气端，而其动力透平的推力轴承则位于转子的功率输出端。

轴承座 燃气轮机的轴承座按所处部位不同，分为冷端轴承座和热端轴承座两类。冷端轴承座位于压气机进气端，通常与进气机匣铸成一体，结构上无特殊问题。热端轴承座位于透平处，需用热对中结构和隔热冷却措施，使转子与静子保持热对中，并使轴承在温度较低的环境中工作。图 11 所示为位于透平排气端的轴承座，下半部分搁置在扩压机匣下半部的水平中分法兰上，与底部的纵向导键组合成为热对中结构，运行时可使轴承中心与扩压机匣中心保持不变。

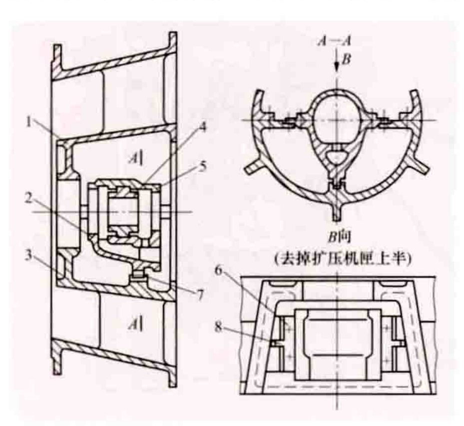


图 11 透平排气端的轴承座
1—扩压机匣上半部；2—轴承座；3—扩压机匣下半部；4—轴承；5—轴承座上盖；6—固紧螺栓；7—纵向导键；8—横向导键

整台机组的支承方式 机组支承应稳固，能自由热膨胀，且保持与所驱动的负荷设备对中。支承要求与汽轮机相同，但具体结构差异较大。经常采用的支承方案有弹性板支承、弹性板与支座共同支承等。

弹性板支承 燃气轮机中广泛采用弹性板支承，即用稳定性足够、能够弹性弯曲变形的钢板来支承，如图 12 所示。图 12 中前弹性板支承在进气机匣与压气机气缸连接的垂直法兰下部，能沿机组轴向弯曲变形，允许机组沿轴向热膨胀。后弹性板支承在透平气缸后端靠近水平中分面处，左右侧各一块，能沿左右方向弯曲变形，允许机组横向热膨胀。后弹性板沿轴向的宽度较宽，刚性大且难以变形，使机组在该处被轴向固定，与该处气缸底部的纵向导键（使机组中心的左右位置不变）相配合，就形成机组的死点（即机组相对于底座位置固定不变的点）。前弹性板支承处的温度与周围环境相同，无热膨胀问题。后弹性板支承处靠近气缸水平中分面，弹性板的温度不高，热膨胀量很小，气缸中心的变化不大，因此在运行时，整台机组的中心线基本不变。

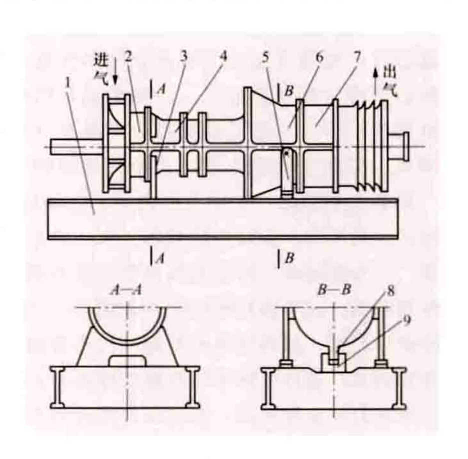


图 12 用弹性板支承的燃气轮机
1—底座；2—进气机匣；3—前弹性板；4—压气机气缸；5—后弹性板；6—透平气缸；7—扩压机匣；8—纵向导键；9—导键座

弹性板与支座共同支承 是另一种使用较广泛的支承结构。支座用于冷端（压气机端），弹性板用于热端（透平端）。图 1 所示机组就采用该支承结构。支座和弹性板均为左右侧各一个，支座处气缸底部被定位而形成机组的死点。弹性板上下端为铰链连接，故弹性板能沿轴向摇摆，允许机组轴向热膨胀，同时靠其弹性变形允许气缸横向热膨胀（常称为弹性摇板）。在该处的气缸底部有纵向导键，以保证机组的中心不变。有的机组则全部采用支座支承，此时要用导键，以构成符合要求的支承结构。

死点 通常一台燃气轮机只有一个死点。死点一般布置在功率输出端，以减小输出联轴器处的轴向膨胀位移量。如图 1 所示机组的死点在压气机进气端；图 2 和图 12 所示机组的死点则在透平排气端，因为它们的功率是从透平排气端输出的。

单元体结构与快装机组 把整台机组分为若干个单元体，并能按单元体来装拆和更换。运行中任一单元体需检修时，可在现场用该单元体的备件方便地更换，换下的单元体检修后可做备用。因此，相同的单元体在性能和结构上应有高度互换性，其转动部件需经严格的平衡试验。航空燃气轮机和航改型机组广泛采用该结构，可使检修简化。

现在使用的燃气轮机（包括功率最大的机组）都在制造厂内装配好并固定在底盘上，通过厂内试车，整机运至现

场，安装好后即可投运，仅需时一个多月，即为快装机组，是燃气轮机的一个特点。对于功率仅数万千瓦及其以下的发电机组，还可在厂内将燃气轮机及其辅机系统（空气过滤器等）与发电机组装成一个箱体，整体运至现场，可使安装工作量减至最低。

参考书目

赵士杭．燃气轮机结构．北京：清华大学出版社，1983.

ranqilunjizu qidong tiaozheng

燃气轮机组起动调整 (gas turbine commissioning test)

对安装完成的燃气轮机组进行起动、调整、试验和试运行，消除并解决发现的缺陷和问题，使新安装燃气轮机组达到设计和规范要求。一般单循环机组（起动初期采用发电机拖动方式）起动调整可分为机务分部调试、发电机分部调试、控制系统静态调试及整机调试四个阶段。

机务分部调试 主要工作内容：①做好调试前准备工作，如建立组织机构，备好各种燃料、水、备品备件，制定消防措施等；②分部调试：润滑油系统的检查和调试；控制油系统的检查和调试；液压油系统的检查和调试；冷却与密封空气系统的检查和调试；加热与通风系统的检查和调试；冷却水系统的检查和调试；进口可转导叶系统的检查和调试；二氧化碳灭火保护系统的检查和调试；控制元件的检查和调试；燃料系统的检查和调试；雾化空气系统的检查和调试；燃气轮机离线水洗系统的检查和调试；起动设备的检查和调试。

发电机分部调试 主要工作内容：①发电机控制盘的检查和调试；②发电机保护盘的检查和调试；③发电机交接试验。

控制系统静态调试 主要工作内容：①受电系统绝缘检查；②控制室检查；③向控制室送交、直流电；④燃气轮机控制系统检查和调试；⑤电磁阀通电动作试验；⑥相应设备系统连锁试验。

整机调试 所有分系统调试完成后进行的热态试验。

起动条件检查 主要工作内容：①燃气轮机组各辅机及辅助系统的分部试运结束；②检查各速度传感器的安装间隙是否符合要求；③检查各阀门状态正确；④确认润滑油系统循环合格，油箱在“满”油位，油箱油位高、低报警值正确，油温应高于10℃；⑤二氧化碳灭火系统应处在完好状态，各舱室百叶窗动作灵活、处在开启状态；⑥检查电气系统。

盘车检查和调试 主要工作内容：①检查燃气轮机进气喇叭口的所有运输保护物应拆掉；②检查润滑油系统应无泄漏，每个轴承的回油玻璃观察孔检查润滑油流动正常；③检查所有静态润滑油压力正常；④断开起动设备，闭锁起动方式；⑤机组开始盘车，并检查电动机工作正常，离合器保持啮合状态，盘车连续进行，转子无不正常的噪声。

冷拖检查和调试 主要工作内容：①机组进入冷拖前，检查系统干净完备，检查压气机进口可转导叶及第一级压气机叶片无任何损坏的痕迹；②确认励磁机熔断器和发电机短接线已拆掉；③手动闭锁火灾保护系统，手动隔离燃料系统正常；④起动辅助润滑油泵；⑤依次升高转速并进行检查，确保不出现异常噪声、振动等情况，停机时记录惰走时间。

点火检查和调试 主要工作内容：①再次对相关设备系统进行确认，并核对控制系统的逻辑程序及各控制常数；②确认燃料供给系统已将燃料送至燃气轮机主燃油泵入口处；③选择点火运行方式，发出指令，在燃气轮机转速被冷拖至最小点火转速时，燃气轮机点火；④机组开始暖机，检查所有燃烧室火焰正常，无燃料泄漏，排气道无漏气（烟雾）等；⑤停机并确认机组开始进入冷拖而缓慢转动，记录从发出停机指令到燃气轮机转速降至零所需要的时间。

全速空载检查和调试 主要工作内容：①升速期间检查：确认排气温度始终不超过基本等温线设定点，注意观察起动设备脱扣转速；②达到额定转速后的检查：所有燃烧室都已着火，没有明显的燃料泄漏，所有仓室无异常，防喘放气阀和进口可转导叶位置正确；③对系统进行热态调整，如调整润滑油系统的油压和温度；④辅助润滑油泵、应急润滑油泵连锁试验；⑤向机组发出正常停机指令，记录相关数据；⑥机组跳闸保护试验：紧急停机（点火检查期间），手动卸掉控制油（点火检查期间），熄火（点火检查期间），电子超速（全速空载检查期间），超振（全速空载检查期间）。

起动、带负荷检查和调试 主要工作内容：①冷拖起动到全速空载期间，记录机组的起动参数；②燃气轮机热态起动到全速空载期间，记录机组的起动参数；③记录燃气轮机发电机组带25%、50%、75%、基本负荷和尖峰负荷时的稳态运行参数；④当机组以基本负荷（或尖峰负荷）运行时，燃气轮机应在正确的温控线下工作；⑤记录完数据后，向机组发出正常停机指令并监视机组在受控方式下的惯性运转，确认机组开始冷拖，然后开始缓慢地转动。

ranqi touping

燃气透平 (gas turbine)

利用具有一定温度、压力的工质在其中膨胀并使之旋转产生机械能的一种气体膨胀机，又称涡轮，简称透平。燃气透平是燃气轮机的基本部件之一，用来驱动压气机和外负荷。燃气初温是燃气轮机的重要性能参数。

分类 ①按工质的流向，可分为轴流式和径流式（又称向心式），如图1和图2所示。轴流式透平中，工质基本上沿轴向流动，效率较高，结构上便于设计成多级形式，可满足高膨胀比和大功率的要求，应用最广。径流式透平中，工

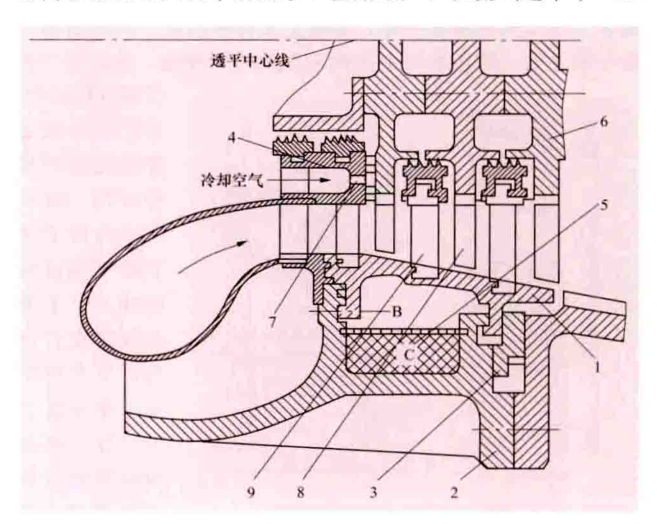


图1 轴流式燃气透平示意图

1—内衬套；2—气缸；3—定位圈；4—内持环；5—分隔板；6—转子；7—冷却空气射流孔；8—动叶；9—静叶

质基本上沿径向向内流动，效率较低，一般用于小功率燃气轮机中。②按工质在静、动叶片中焓降的分配关系，可分为冲动式和反动式两类。冲动式透平中，工质主要是在静叶片（喷嘴）中膨胀；反动式透平中，工质既在静叶片中膨胀，又在动叶片中膨胀。③按轴系配置，可分为单轴和分轴（见燃气轮机变工况性能）。在单轴燃气轮机中，透平既拖动压气机，同时又拖动外负荷，三者是共轴的。在分轴燃气轮机中，压气机多由高压透平拖动，外负荷则由低压透平拖动，两个转子是彼此独立的。单独拖动外负荷的透平称为动力透平。

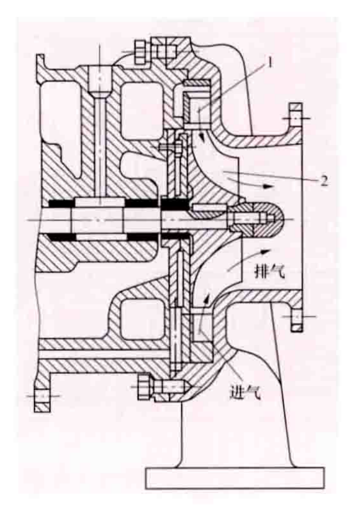


图 2　径流式燃气透平示意图

1—静叶环；2—工作转子

工作特点　①燃气温度高、压力小，体积流量较大，单机功率受体积流量的制约；②透平的焓降小，因而机组的透平级数较少；③为保证透平效率，透平叶片采用扭叶片结构；④燃气温度高且含腐蚀性成分，需合理组织叶片、转子和气缸的冷却，并选用耐高温、耐腐蚀的材料制造高温部件；⑤透平的工作状态（工况）受制于压气机的特性和机组的轴系方案。

燃气初温　有三种定义方法：①以燃烧室出口的燃气温度 t_A 表示；②以透平第一级喷嘴环出口的燃气温度 t_B 表示，或以符号 TRIT（透平转子进口温度的英文缩写）表示；③以进入透平的所有空气质量流量加权平均的温度 t_C 表示，t_C 以实验中获取的数据为依据，通过热平衡计算得到。以 V94.3 型燃气轮机为例，$t_A=1340℃$，$t_B=1290℃$，$t_C=1160℃$。国际上习惯把 t_C 写成 t_{ISO}。

轴流式透平的结构　如图 1 所示，由静子（包括气缸 2 和静叶 9）、转子 6（包括主轴、叶轮和动叶 8）、轴承和气封等主要部件组成。

气缸　即透平的外壳。为降低气缸壁温，应使气缸与高温燃气隔绝。为此，在气缸内层往往装有内衬套 1（持环或护环），静叶装在内衬套上。气缸与内衬套上都装有滑销，以保证自由膨胀和热对中。

转子　由装有动叶的叶轮和主轴组成，是透平传递机械功的重要部件，要求强度高、刚性好、振动小、工作转速避开临界转速、转动惯量小。近代广泛采用如图 1 所示的盘鼓式转子结构。

叶片　透平的核心部件，包括静叶和动叶。近代的透平叶片都设计成扭曲叶片型式，以改善空气动力性能。透平叶片均用耐热合金制成，并有防腐涂层和冷却措施，以满足耐高温、耐热腐蚀、耐热冲击、热应力小、刚性和强度好的要求。燃用天然气时，叶片的寿命可以超过 20 000～40 000h。动叶除承受交变作用的气动力外，还承受巨大的离心力。动叶叶根广泛采用强度高、载荷分布均匀的枞树型叶根。为适应热膨胀和增加对振动的阻尼作用，叶根齿和轮缘槽之间采用松配合。为改善动叶的振动性能，叶顶部常采用“Z”型咬合的围带结构。

轴流式透平的工作原理　与汽轮机相似。透平级是轴流式透平做功的基本单元，它由一列静叶和一列动叶组成，如图 3 所示，图 3 中还给出了透平级中燃气参数的变化情况。

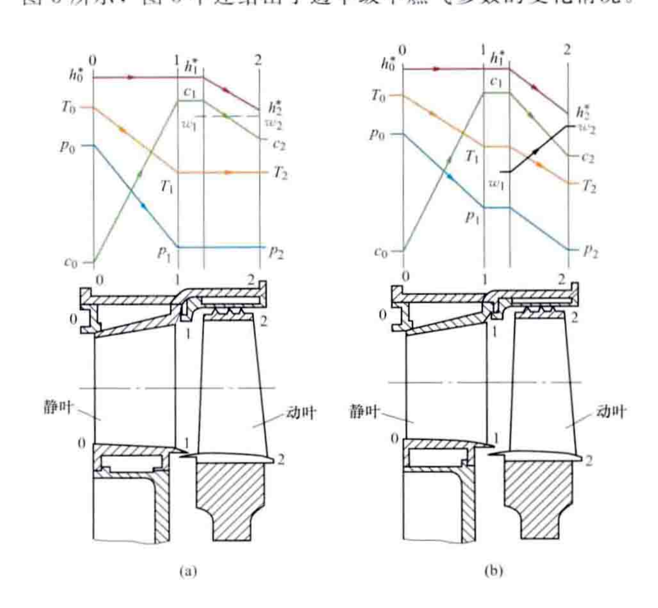


图 3　轴流式透平的级与级间燃气参数的变化

（a）冲动式；（b）反动式

图 4 所示为透平级中径处周向截面展开到平面的示意图。如图 3 和图 4 所示，轴流式透平的工作过程和原理为：①高温燃气在喷嘴环中先发生膨胀过程，燃气的压力、温度和焓值都降低，气流的绝对速度 c_1 提高。②高速燃气喷向装有动叶列的叶轮，利用燃气流过动叶列时动量的变化，产生一个连续作用的切向推力 F_u，使叶轮旋转，对外做功。在叶轮中燃气的做功过程有两种方式。在冲动级中［见图 4（a）］，动叶列前后燃气的压力 p_1、温度 T_1、相对速度 w_1 不会发生变化，但绝对速度和滞止焓都有相当程度的降低。燃气绝对速度动能的减少量转化为对外界的膨胀轴功。在反动

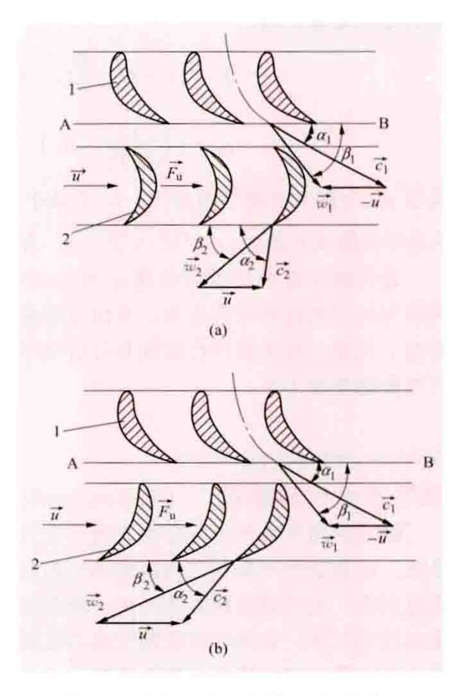


图 4　透平级的平面展开示意图

（a）冲动式；（b）反动式

1—静叶；2—动叶

c—绝对速度；w—相对速度；u—圆周速度；

F_u—作用在叶列上的气动力的周向分量

级中［见图4（b）］，气流流过动叶列时继续膨胀，动叶列前后燃气的压力 p_1、温度 T_1 和焓值 h_1 都进一步降低，比体积和相对速度 w_1 却有所增大，绝对速度和滞止焓也都有相当程度的降低。绝对速度动能减小与相对速度动能增加的总和等于对外界的轴功。

透平的特性曲线 透平的工作特性可以用无因次参数表示的特性曲线来描绘，如图5所示。

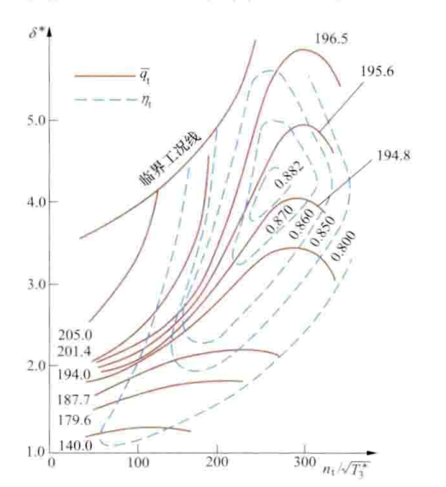


图5 燃气透平的特性曲线

特性曲线能确定透平在各种工况下通流能力 M_g（流经透平的燃气质量流量）、膨胀比 δ^*、透平转速 n_t、等熵效率 η_t 之间的变化关系，即

$$\delta^* = p_3^* / p_4 = f\left(\frac{n_t}{\sqrt{T_3^*}},\ \bar{q}_t\right)$$

$$\eta_t = f\left(\frac{n_t}{\sqrt{T_3^*}},\ \bar{q}_t\right)$$

式中 p_3^* 为透平前燃气的总压；p_4 为透平后燃气的静压；T_3^* 为透平前燃气的总温；$\bar{q}_t = M_g\ \sqrt{T_3^*}/p_3^*$ 为透平的折合流量。

近代燃气透平的等熵效率 η_t 可达90%～92%。将透平特性与压气机特性结合起来，可以分析整个燃气轮机的工作特性。因而，透平的特性曲线是分析透平和整台燃气轮机工作性能的重要工具。

ranqi touping lengque xitong

燃气透平冷却系统 (cooling system of gas turbine)

提供冷却介质用于冷却燃气透平的气缸、转子和叶片的系统，以保证燃气轮机在很高的燃气初温下长期、安全、可靠地工作。为了获得良好的冷却，除需要向高温部件提供足量的冷却气体，合理组织冷却气流的流动和传热外，还必须设计恰当的结构，使气缸和持环等部件与高温燃气隔绝，以减少从高温热源吸热。

工作过程 如图1所示，按照透平冷却部位所需压力的不同，冷却空气从压气机的不同级中抽取。其中有两股抽气是用来冷却静子（气缸、持环、静叶等）的，另外三股则用来冷却转子。冷却静子的第一股冷却空气取自压气机出口，是从燃烧室过渡段周围的空腔中引来的，其中较多部分先用以冷却第一级静叶的持环1，继而流入一级静叶6内部的冷却流道，然后

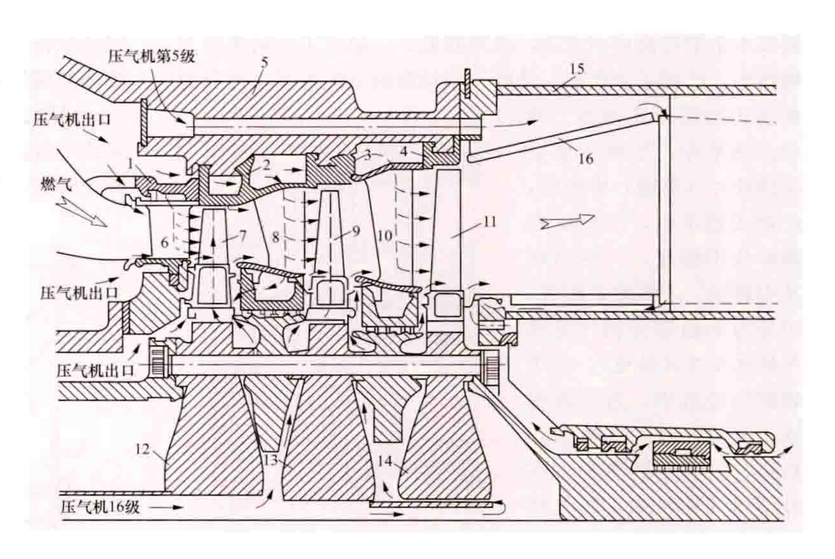


图1 燃气透平的空气冷却系统图

1—一级静叶的持环；2—一级护环；3—二级护环；4—三级护环；5—气缸；6、8、10—静叶；7、9、11—动叶；12、13、14—叶轮；15—排气扩压机匣；16—扩压器

从静叶出气尾缘的小孔中排到主燃气流中。另一部分空气则经第一级护环2去冷却第二级静叶8，其中有一部分空气再经第二级护环3去冷却第三级静叶10。流入第二级静叶的空气在冷却叶片后，一路从静叶的出气边排到主燃气流中，另一路从内环前端的孔流出，去冷却第一级叶轮12的出气侧和第二级叶轮13的进气侧。来自压气机第5级的第二股冷却空气流经气缸5上均布的一圈孔道去冷却气缸，此后进入排气扩压机匣15与扩压器16之间的外腔，再经扩压机匣上筋板处的流道流入内腔，最后从第3级叶轮14的出气侧流入扩压器，兼有冷却扩压机匣和第3级叶轮出气侧的功能。

冷却转子的第一股空气从压气机出口处的气封部位流入冷却第一级叶轮12的进气侧。第二股空气则由压气机的第16级抽取，经转子内部的流道引来。其中大部分空气被送到第一级动叶7的内部去进行冷却，随后从叶顶排到主燃气流中；其余一部分空气用来冷却第二级动叶9，另一部分则流至第二级叶轮13的出气侧，对第二级叶轮的出气侧和第三级叶轮14的进气侧进行冷却。此外，从压气机第5级引入后轴承密封的空气，有一部分要漏入转子的出气侧，对其进行冷却。上述冷却系统保证了气缸和转子各级轮盘上的所有表面都与高温燃气隔绝，使气缸、转子、叶片、持环和护环均冷却良好。

叶片的冷却 为了提高燃气初温，可从改善透平叶片的高温合金材料、涂层材料的性能和提高叶片冷却效果两个方面着手。叶片的冷却方式有对流冷却、冲击冷却、气膜冷却和发汗冷却等多种。为了强化冷却效果，往往把几种冷却方式联合使用，称为综合冷却方式。图2所示为采用综合冷却方式的燃气透平冷却叶片的典型示例。冷却空气从叶根

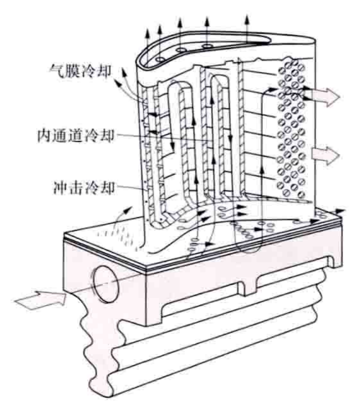


图2 综合冷却方式的透平叶片

前端引入，通过叶片内部复杂的流道从内部对金属进行对流或冲击冷却，最后从叶根顶面及叶身顶部、前缘和尾部的许多射流小孔排出。其中排入主流流道内的分散射流在叶片和轮毂表面形成冷却气膜，将金属表面与高温燃气隔离，而从叶顶排出的气流则继续冷却透平的其他部分。20 世纪 80 年代以来，透平叶片的工作温度平均每年提高 10℃左右，其中由于改进叶片冷却达到的效果要比改善材料性能达到的效果高两倍，而研究费用仅为后者的 1/4。

ranqi touping yepian cailiao

燃气透平叶片材料 (material for gas turbine blade)

燃气透平中动静叶片用材料的总称，为按用途分类的材料名称。燃气透平叶片在高温燃气环境中工作，燃气的温度很高，甚至超过 1300℃。燃气对叶片产生高温氧化、热腐蚀，在运行中动叶片本身还受到很大的应力，包括离心应力和弯曲应力等。另外，尚需承受机组起、停时温度剧烈变化而引起的热冲击和热疲劳等。因而要求材料具有较高的高温持久强度和蠕变极限，良好的抗氧化、抗热腐蚀的能力以及抗热疲劳性能等。由于温度极高，需使用高温合金如镍基、钴基等高温合金，另可使叶片冷却及进行表面涂层以提高抗氧化和热腐蚀能力。

动叶片广泛采用镍基合金，它以镍为基体，含镍量一般大于 50%，是在 650～1000℃范围内具有高强度和抗氧化、抗热腐蚀能力的高温合金，用精密铸造成形，适宜于铸造内部具有复杂冷却空气流道的叶片。常用的材料包括一些以沉淀强化型的镍基高温合金 Udimet500、Udimet700、In-738、In-792、In-100 以及 Nimonic 115 等。还采用了先进的铸造工艺来改善镍基合金叶片的性能如定向凝固和单晶叶片等。定向凝固工艺使叶片由均匀的等轴晶成为平行于应力轴的柱状晶，可提高拉伸强度约 25%、延伸率约 100%、疲劳强度约 900%、抗冲击强度约 33%，以及使使用温度提高约 22℃。单晶叶片因无晶界，使用温度可比定向凝固叶片提高约 30℃，且抗热疲劳性也得到了进一步提高。

透平静叶虽然工作应力较低，但承受最高的燃气温度，要求在高温下有一定的蠕变强度、高的抗热疲劳能力、良好的抗氧化性、耐腐蚀性和微观组织稳定性以及铸造与焊接工艺性。钴基高温合金有优良的抗热疲劳性能，广泛用作喷嘴材料，尤其是承受热冲击最严重的第一级喷嘴材料。它是含钴 40%～65%的奥氏体高温合金，可用于 730～1100℃温度范围。典型的材料牌号有 X-40、X-45 和 FSX-414 等。

对燃气透平叶片的典型涂层有渗金属层、喷镀高熔点合金涂层以及近来在工业燃气轮机中应用的陶瓷材料热障层(TBC) 技术等。渗金属层如渗铝和渗铬等；涂层如铂铝、铂铬铝和镍铬铝钇等。涂层对高硫燃料或含盐量较多空气环境下工作的燃气透平叶片特别适用，陶瓷涂层热障层可使叶片金属的温度降低约 110℃。

ranqitouping zhuanzi cailiao

燃气透平转子材料 (materials for gas turbine rotor)

燃气透平转子由叶轮和轴构成，工作时要承受各级叶片和自身的离心力、转子弯曲的交变应力；还要承受高温以及由此引起的热应力，并要传递扭矩。因此，转子的材料应在工作条件下具有很高的强度和良好的韧性等。

燃气轮机轮盘和轴的工作温度低于 550℃时，可采用珠光体耐热钢，例如 CrMoV 或 CrNiMoV 钢。20 世纪 80 年代以前，燃气轮机轮盘广泛应用这类材料。90 年代以来燃气轮机的初温已达 1300℃，燃气轮机轮盘应选用含铁较多的镍基合金，以便提高其高温强度。

航机改型燃气轮机的轮盘广泛应用航空燃气轮机中使用的多种镍基合金材料。下表列出了一些珠光体耐热钢、马氏体耐热钢、镍基合金等转子材料和其最高使用温度范围。

转子材料及使用温度

材料种类	牌　号	使用温度（℃）
珠光体耐热钢	H・27（英）	约 500
	24CrMoV5.5（德）	500
	P-2（俄）	535
	17-22A（V）（美）	595
马氏体耐热钢	C-422（美）	650
奥氏体耐热钢	Timken16-25-6（美）	
铁基合金	Incoloy 901（美）	<800

ranqi-zhengqi lianhe xunhuan

燃气-蒸汽联合循环 (gas and steam combined cycle)

以燃气轮机循环（布雷顿循环）为前置循环、汽轮机循环（朗肯循环）为后置循环，并使两者以一定方式组成一个整体的热力循环。燃用气体燃料或液体燃料的联合循环可以获得高达 56%～60%的发电净热效率，尤其适用于热电联产电厂。燃煤的联合循环已开发成功，但还处于商业示范阶段（见整体煤气化联合循环）。

原理 由热力学第二定律可知，任何一种热力发动机，工质的加热温度越高，放热温度越低，由热转化为功的热效率就越高。燃气轮机的燃气初温已达 1600℃，但放热温度也很高，约为 425～600℃，致使大量热能将随排气进入大气而损失掉，因而简单循环燃气轮机的净热效率较低，只有 35%～44.5%。若在燃气轮机的排气口安装一台余热锅炉，利用排气余热加热汽轮机系统的给水，并产生高温高压蒸汽，去汽轮机做功，就可以额外获得一部分机械功，使整台发电机组的效率提高。这样的循环既有燃气轮机高温加热的优点，又有汽轮机低温放热的优点。这种系统只需将燃气轮机、汽轮机和锅炉现有的成熟技术适当组合起来，较易实现。

主要形式 燃用液体燃料和气体燃料的常规联合循环机组有余热锅炉型、补燃余热锅炉型、增压锅炉型和排气助燃锅炉型四种基本形式。至于燃煤的联合循环，尚在开发和商业性示范运行中。

余热锅炉型联合循环　见图 1（a)，是比较简单、使用最多而且早已成熟的方案。温度高达 425～600℃的燃气轮机排气被引到装在其后的余热锅炉 4 中去加热给水，并产生蒸汽，送到汽轮机 5 中去做功。该方案的发电功率以燃气轮

机为主，汽轮机为辅。机组的总功率约为燃气轮机功率的1.3～1.5倍。汽轮机功率和蒸汽参数取决于燃气轮机的功率和排气温度。在燃气透平的排气侧可设置旁通烟囱，这样就可使燃气轮机单独运行。由于在余热锅炉中没有安装补燃设备，汽轮机不能单独工作，一般按滑压方式运行。至2010年，这种联合循环的净热效率已达56%～60%。燃用重质液体燃料时，由于燃气轮机初温受到限制（一般为1100℃左右），联合循环的供热效率略低，约为50%。

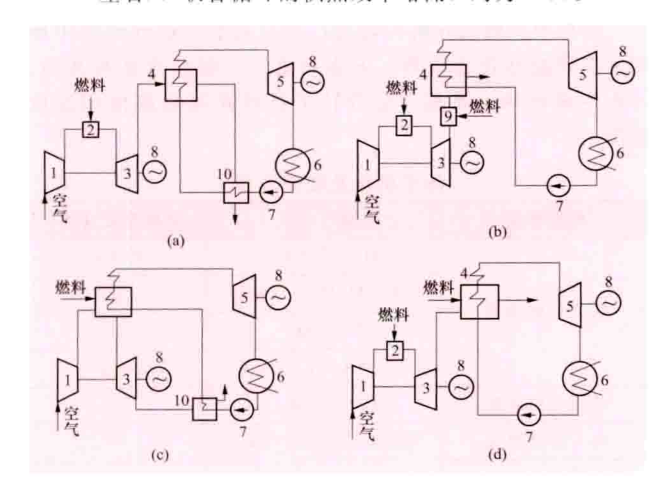


图1　燃气-蒸汽联合循环的基本形式

(a) 余热锅炉型；(b) 补燃余热锅炉型；(c) 增压锅炉型；(d) 排气助燃锅炉型

1—压气机；2—燃烧室；3—燃气透平；4—锅炉；5—汽轮机；6—凝汽器；7—给水泵；8—发电机；9—补燃室；10—给水加热器

补燃余热锅炉型联合循环　见图1（b），是针对余热锅炉的蒸汽参数低，蒸发量受限制的缺点，特别在燃气轮机与余热锅炉4之间的通道中（或余热锅炉中）加装补燃室（器）9，利用燃气轮机排气中剩余的14%～16%的氧气，与另行喷入的燃料进行燃烧，以增加热能的输入，使余热锅炉能够产生更多参数更高的蒸汽，借以提高联合循环的功率。当燃气轮机初温不是很高时，允许向余热锅炉补燃较多的燃料。这时汽轮机的功率 P_{st} 可以是燃气轮机功率 P_{gt} 的3～4倍。当燃气轮机初温超过900℃后，补燃方式不仅不能改善联合循环的热效率，还会使 P_{st}/P_{gt} 倍率下降。至2010年，燃气轮机的初温已经很高，补燃方式反而会使联合循环的效率降低。因而除热电联供机组外，该类型联合循环已经很少采用了。该联合循环的特点是变工况效率变化较平坦，因为当整机功率需要降低时，可以使燃气轮机维持在燃气初温恒定而效率较高的工况下运行，只需减少喷入余热锅炉的燃料量，降低汽轮机的功率即可。通常余热锅炉入口处补燃后的燃气温度不宜超过800～900℃，以免余热锅炉需增设辐射受热面，致使结构复杂化。

增压锅炉型联合循环　见图1（c），特点是锅炉（蒸汽发生器）与燃气轮机的燃烧室合二为一，燃气轮机的压气机1取代了锅炉的送风机，即锅炉是在燃气轮机压气机出口压力较高的条件下工作的。这时锅炉的给水将吸收一部分高温燃气的热量，产生蒸汽送到汽轮机5中做功。由锅炉排出的温度略有下降的高压燃气则进到燃气透平3中做功。燃气透平的排气可在省煤器或给水加热器10中加热给水。随着燃气轮机初温的提高，燃气轮机发电功率的比例及联合循环的热效率都会增加。由于锅炉是在较高压力下燃烧和传热的，燃烧热强度和换热系数都大有提高，故可以减少受热面积，缩小锅炉的尺寸和占地面积，节省设备的造价和安装费用。但需用耐压和耐温材料来制造锅炉。在该方案中，燃气轮机和汽轮机都不能单独运行。

排气助燃锅炉型联合循环　见图1（d），以燃气轮机的排气作为常压锅炉的助燃介质，以回收余热，是一种最简单的联合循环方式。与补燃型余热锅炉相比，由于助燃型锅炉4的结构与普通锅炉相似，炉膛温度不受限制，补燃燃料量可以很大（在一般的余热锅炉中因不设辐射受热面，补燃后的燃气温度希望控制在750℃左右，补燃燃料量受到限制），因而能够采用高蒸汽参数，以配置大型、高效的汽轮机系统。若对助燃型锅炉配置备用送风机和空气预热器，燃气轮机和汽轮机就能单独运行。而且助燃型锅炉允许燃用煤。通常，在该类型循环的发电功率中，汽轮机功率占主要部分。

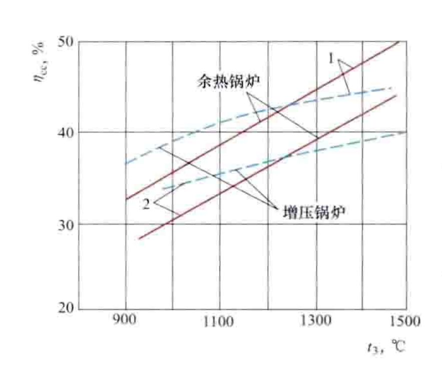


图2　增压锅炉型和余热锅炉型联合循环的供电效率 η_{cc} 与燃气轮机初温 t_3 的关系

上述四种联合循环各有利弊。图2中给出了增压锅炉型和余热锅炉型联合循环的热效率随燃气轮机初温变化的关系。其中曲线1和2表示以两台性能不同的燃气轮机为基础而设计的增压锅炉型和余热锅炉型联合循环机组的性能。由图2可知，当燃气初温 t_3 为1250℃时，这两种联合循环的效率是相同的。$t_3<1250$℃时，增压锅炉型联合循环的效率较高；$t_3>1250$℃时，余热锅炉型联合循环的效率则较高。鉴于增压锅炉的制造更加复杂和困难，而且到20世纪末，燃气轮机的初温已经超过1250℃，所以国外均以余热锅炉型联合循环作为主要的发展型式。

其他型式的联合循环装置　随着技术不断发展，又开发了一些其他型式的联合循环，主要有程氏双流体循环、湿空气透平循环（HAT）和卡琳娜循环等。程氏双流体循环已有正式产品，后两者还在开发之中。

联合循环的优缺点和应用　以余热锅炉型联合循环为例，作为发电设备，该类型循环系统具有供电效率高、投资费用低等特点：①供电效率较高，21世纪初已达50%～60%，最高可达到70%；②单机容量已达570MW以上，若采用多台联合循环机组，容量可增至1GW以上；③建设周期短，一年内可以建成功率为2/3总容量的燃气轮机发电机组，即可先行发电，两年内可建成整个联合循环；④单位容量投资费用低，在国外，工程的总投资费用只有同容量带烟气脱硫装置（FGD）燃煤电厂的1/2～2/3；⑤用地和用水少；⑥自动化程度高，运行维护人员少，可以每天起停以适应电网负荷大幅度变化的需要；⑦污染排放量少；⑧起动机

功率较小。主要缺点是只能燃用气体燃料和液体燃料，且部分负荷效率较低。

燃气-蒸汽联合循环除大量用于发电目的外，还可用于热电联产；可提供工业用蒸汽和工业用热水，或向地区供热系统提供热能；可作为与海水淡化设备配套的动力装置。

表 1 给出了几种电厂污染物排放水平的对比关系。

表 1　几种电厂污染物排放水平的对比

电　厂　型　式	SO_2 [t/(MW·年)]	NO_x [t/(MW·年)]	灰渣 [t/(MW·年)]	粉尘 [t/(MW·年)]	CO_2 [t/(MW·年)]
燃油电厂	20	7.5		0.7	6100
天然气联合循环电厂	0.02	2.4～11		18	3600
燃煤粉的常规汽轮机电厂（无 FGD）	220	20	200	0.3～0.9	6000
燃煤粉的常规汽轮机电厂（有 FGD）	12～24	3.7～10*	410	0.3～0.9	6400
燃煤的常压流化床汽轮机电厂	12～24	3.7～10*			6700

*　装有脱硝装置时。

联合循环发电机组的典型性能　至 2010 年，余热锅炉型联合循环和程氏双流体循环发电机组已经非常成熟，都有现成产品。表 2 给出了代表性机组的性能数据，但列出的机组只能燃用天然气和液体燃料，某些机组改装后可燃用低热值煤气，包括高炉煤气。

发展与现状　1929 年瑞士 BBC 公司制成了燃气轮机增压 Velox 锅炉。20 世纪 40 年代有了实验装置。1949 年，世界上第 1 台燃气-蒸汽联合循环机组投入运行。1960 年后燃油和燃气的联合循环才较成熟地应用于工业，但当时燃气轮机效率不高，故发展缓慢。1973 年中东石油危机后，世界各国均强调节能，加上燃气轮机技术的进步，联合循环得到了广泛应用。特别在 1990 年后，天然气资源大量开发，天然气价格持续走低，加上环保要求日益严格，联合循环电厂得到迅速发展。1987 年，美国燃气轮机的年产功率数第一次超过汽轮机年产功率数，意味着在火力发电设备中燃气轮机开始占主导地位。据统计：1990 年底全世界投运的联合循环机组的总功率为 14 019MW；1991～1996 年间新投运的燃气轮机总容量不低于 27 400MW。2000 年 6 月～2001 年 5 月间，全世界燃气轮机（不计联合循环机组中汽机的功率）的订货功率数已达 117 240MW；2008 年 1 月～2009 年 12 月间，该值增加到 123 367.3MW，发展极为迅速。典型单轴式燃气-蒸汽联合循环机组配置图见图 3。

表 2　某些余热锅炉型联合循环发电装置的性能数据

型号性能参数	206B	109E	109FA	109FB	S109H	SCC5-4000F1S	KA26-1	MPCP1 (701F4)	MPCP1 (701F5)	LM6000 PF Sprint	SCC5-8000H1S
第 1 台机组生产年份	1979	1979	1994	2003	1997	1995	2011	1992	1992	2006	2009
总发电功率 (kW)：基本	130 859	193 200	397 104	454 094	520 000	426 000	467 600	477 900	525 000	61 412	570 000
净热耗率 [LHV, kJ/(kW·h)]：基本	7072	6930	6298	6072	6002	6152	6055	5999	5901	6732	6005
净热效率 (LHV, %)：基本	50.9	51.9	57.2	59.3	59. 98	58.5	59.5	60.0	61.0	53.5	59.95
频率 (Hz)	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
燃气轮机功率 P_{gt} (kW)	84 789	129 379	259 800	295 550		288 000		319 900	354 000	48 092	375 000
汽轮机功率 P_{st} (kW)	47 789	66 828	142 419	164 938		135 000		158 000	171 000	14 539	195 000
P_{st}/P_{gt}	0.563 6	0.516 5	0.548 2	0.555 81		0.469		0.493 9	0.483 1	0.302 3	0.520
厂用电耗率 (%)	1.30	1.50	1.27	1.39						1.85	
蒸汽循环形式	非再热	非再热	三压再热	气冷/再热	三压再热	三压再热	三压再热		双压	双压	三压再热
燃气轮机数目	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
余热锅炉数目	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
汽轮机数目	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
燃料种类	油/天然气		天然气								

数据来源：Gas Turbine World 2013 Performance Specs, 29th Edition. Jan.-Feb. 2013 Volume 43, No.1。

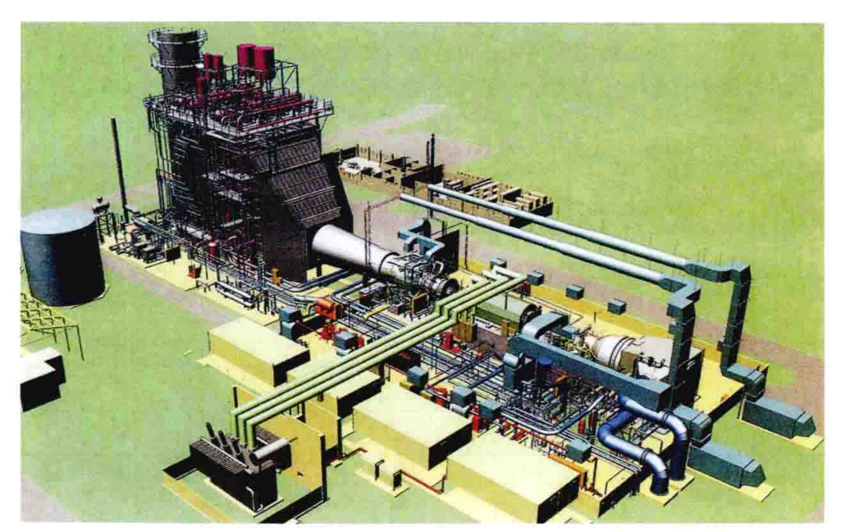


图 3　单轴式燃气-蒸汽联合循环机组配置图

2000 年后，中国引进了 Fr9FA 和 Fr9E 级先进联合循环机组的制造技术，并与外国公司合作生产了燃用液化天然气和天然气的联合循环发电机组 50 多台套，总功率超过 20 280MW；2005 年 12 月 27 日，浙江半山天然气发电工程 3 台 390MW 燃气-蒸汽联合循环发电机组投产，是中国投产的首台 9F 重型燃气轮机；截至 2010 年 8 月，中国大陆地区燃气轮机电厂的总装机容量为 4.5×10^7kW，约占全国发电总装机容量的 5.6%；中国香港建成 2400MW 燃用天然气的联合循环电厂，第一台机组已于 1996 年启用（见燃气轮机发电厂）。

参考书目

清华大学热能工程系动力机械与工程研究所，深圳南山热电股份有限公司．燃气轮机与燃气-蒸汽联合循环装置．北京：中国电力出版社，2007.

ranqi - zhengqi lianhe xunhuan jizu kongzhi xitong

燃气-蒸汽联合循环机组控制系统　(control systems of gas and steam combined cycle unit)　对燃气-蒸汽联合循环发电机组的实时生产过程进行监视和控制，使其适应各种环境条件与负荷的变化、实施机组运行自动化的设备与系统。该系统必须具备手动或自动起/停、并网和升/降负荷，同时兼备参数监测、故障诊断与保护、全厂运行管理，以及与上一级控制系统通信联网，以实现遥控和闭锁保护的功能。余热锅炉型燃气-蒸汽联合循环机组控制系统的功能及构成与燃气轮机控制系统基本相同，但要兼顾蒸汽轮机和余热锅炉等设备的控制与保护，并保证各部件之间的协调运行。通常，可以在数字电液式（DEH）燃气轮机控制系统的基础上扩充组成。

控制策略　在联合循环机组中燃气轮机的工况是独立改变的，其控制规律一般采用双变量调节方案，即同时调节燃料消耗率、压气机进口导叶和前几级静叶的安装角 γ，这样可以明显地改善联合循环机组在部分负荷工况下的经济性。例如，可采用以下具体控制方案：随着负荷 P_{cc} 的降低，保持透平进口燃气温度 $t_3^*=t_{3max}^*$ 不变，逐渐关小压气机静叶的安装角 γ，使得进入压气机的空气流量减少，透平出口的燃气温度 t_4^* 升高，余热锅炉中回收的热量增多，蒸汽循环的效率保持不变，从而使联合循环机组的效率保持提高。随着 t_4^* 继续升高达到最大允许值 t_{4max}^*，由于受到透平末级叶片、排气管道、余热锅炉等材料耐热能力的限制，t_4^* 不能再继续升高。此时控制规律应改为保持 $t_4^*=t_{4max}^*$ 不变而继续关小 γ，使得 t_3^* 随着负荷 P_e 的下降而下降，直到压气机的进口导叶安装角被关小到允许的最小值 γ_{min} 为止。

余热锅炉不补燃时，蒸汽部分的工况变化是从动的，蒸汽工况完全取决于燃气轮机的工况。这种情况下，汽轮机通常采用滑压运行方式。只有当燃气轮机达到某一负荷时，汽轮机才进入全速空载工况。当汽轮机带负荷后，燃气轮机方能继续加载。

余热锅炉补燃时，在一定范围内蒸汽部分的工况可以独立改变，即可自主增减汽轮机的负荷。此时汽轮机可采用常规的定压调节方式。

对于由汽轮机与燃气轮机共同驱动一台发电机的单轴联合循环机组来说，如果没有 3S 离合器（见自动同步离合器），当燃气轮机起动时，余热锅炉还来不及产生蒸汽，因而必须由其他渠道向汽轮机的低压缸供给空转时所需的辅助冷却蒸汽。同时由于起动阻力增加，燃气轮机的起动脱扣转速就要提高，起动加速过程会减缓，起动时间要增加，以便等待余热锅炉增加汽压。如果配备有 3S 离合器，则联合循环中的燃气轮机起动控制基本上与简单循环中燃气轮机的起动控制相同，当蒸汽条件适合后，通过 3S 离合器，可连接汽轮机一起运行。

在机组的运行过程中，特别是起停机时，工况变化的速度必须考虑余热锅炉和蒸汽轮机的热惯性与热应力的影响，这将直接关系到机组启停机程序的设计。

系统设置　除应配备燃气轮机控制系统的所有构成外，还应增设与蒸汽轮机和余热锅炉控制有关的控制回路、机组的闭锁系统，以及其他必要的辅助系统。

燃气轮机控制柜　除主控燃气轮机外，还可以兼管蒸汽轮机的控制与保护功能，如果需要，可以独立设置汽轮机控制柜。

分散控制系统（DCS）　增设控制余热锅炉及其辅助设备工作的 DCS（见分散控制系统）。

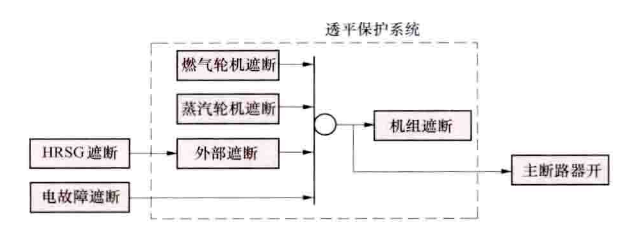
调节控制回路与顺序控制回路　调节控制、顺序控制和安保控制功能都是通过所设置的控制回路来体现的。除燃气轮机控制系统的基本控制回路外，在联合循环机组中宜增加的主要控制回路有轴封汽控制、滑油系统控制、汽轮机进汽温度控制、排汽缸喷水控制、汽轮机低压缸冷却蒸汽控制、负荷的分配与控制、主蒸汽控制、中压蒸汽的压力控制、高中低压蒸汽旁路控制、给水泵的再循环控制、低压省煤器入口再循环水温控制、气体燃料温度控制、连续排污扩容器的水位控制、凝汽器热井的水位控制等，锅炉排污和疏水子组、电动给水泵子组、凝汽器真空泵子组、凝结水泵子组、辅助蒸汽系统子组、高中低蒸汽旁路控制功能组、闭式循环冷却水子组、开式循环冷却水子组、疏水系统子组、循环水泵系统子组等，锅筒水位高到Ⅲ值时机组跳闸、锅筒水位低

到紧急值并延时到规定时间时的跳闸、蒸汽温度高到紧急值并延时到规定时间时的跳闸、凝汽器真空低到紧急值时的机组跳闸、燃机排气压力高到高限值时的机组跳闸、余热锅炉后烟囱中烟气挡板关闭时的机组跳闸、手动紧急停机等。

闭锁系统　机组的闭锁（保护）系统监视装置的运行状态，迅速响应正确的遮断信号以保证装置工作的安全性。它一般独立于其他控制和监视系统，在任何时刻都能起作用。为此，除燃气轮机排气温度外的其他信号一般都是独立的测量信号。

闭锁系统应具有充裕的冗余配置，处理器、输入信号和通道都应冗余设计，以保证可靠闭锁和遮断，杜绝带故障运行。此外，机组一般均设置有与硬件连接的手动遮断按钮(即紧急遮断按钮)，以便在危急情况下迅速关停机组，防止机组出现恶性事故。

如图所示为单轴联合循环机组的闭锁系统功能示意图。从图中不难看出，无 3S 离合器时，机组的主要装置（燃气轮机、汽轮机、余热锅炉、发电机）的任何遮断信号都将使机组停机。当有 3S 离合器时，一旦汽轮机遮断，燃气轮机并不需要立即停机，只有当离合器不能正常脱开时，才需自动遮断燃气轮机。



联合循环机组主要装置的闭锁系统功能示意图

不补燃余热锅炉控制系统　指导设计该类型余热锅炉调节方案的原则是用燃气轮机控制负荷，余热锅炉的出力受控于燃气轮机的运行工况，余热锅炉的主蒸汽压力由汽轮机的调节阀门控制。在这种情况下余热锅炉的主控系统有高压、中压和低压旁路压力和温度的控制，主蒸汽温度的控制，再热蒸汽温度的控制，以及锅筒水位的控制等。这些控制是由 DCS 来实施的。

旁路压力控制的目的是在机组起动、带负荷运行、甩负荷和跳闸等工况下，根据不同的压力定值，自动调节各级压力控制阀的开度，以满足机组运行的要求。旁路系统的容量为 100%。旁路蒸汽最终将排入凝汽器。

控制主蒸汽温度的方法是通过对测温数据的比较来控制减温水阀门的开度，即控制喷水量的大小，以调节主蒸汽温度。

锅筒水位控制系统又称给水调节系统，其任务是使给水量与蒸发量相适应，并维持锅筒水位在允许的范围内变化。高、中、低压锅筒的水位控制均可采用三冲量调节方案。

不补燃余热锅炉型联合循环中蒸汽轮机的控制与保护系统　蒸汽轮机的主要控制系统有汽轮机进汽前轴封汽的控制与低压进汽阀的控制、汽轮机高压调节阀的控制、抽真空阀与冷却阀的控制，以及紧急情况下的相关控制与保护。这些控制功能是由燃气轮机控制柜或独立设置的汽轮机控制柜提供的。

机组起动前由辅助蒸汽源通过轴封汽调压阀（SSFV）向汽轮机提供所需的轴封用汽。当汽轮机进汽且负荷升高后，高压缸的轴封漏汽能满足中压缸和低压缸的轴封汽要求，SSFV 会关闭，把轴封汽导向凝汽器的卸压阀开启。由于机组采取单轴布置形式，汽轮机进汽前应向低压缸通入辅助冷却蒸汽，以保护汽轮机的低压级叶片不会因送风加热而超温，为此需要调节控制通向中压缸蒸汽量的低压截止阀和低压进汽阀。

在紧急情况下相关的控制与保护项目有高压和再热调节阀的快关、甩负荷后低压进汽阀的控制、蒸汽参数的超限保护、超速保护、功率负荷不平衡保护、轴向位移保护、差胀保护、振动保护、热应力保护、汽轮机排汽温度高保护、凝汽器热井水位高保护、紧急跳闸控制单元等。

ranqi-zhengqi lianhe xunhuan jizu yunxing

燃气-蒸汽联合循环机组运行

(operation of gas and steam combined cycle unit)　燃气-蒸汽联合循环机组投入使用的整个过程，包括起动、停机和运行等相关环节。

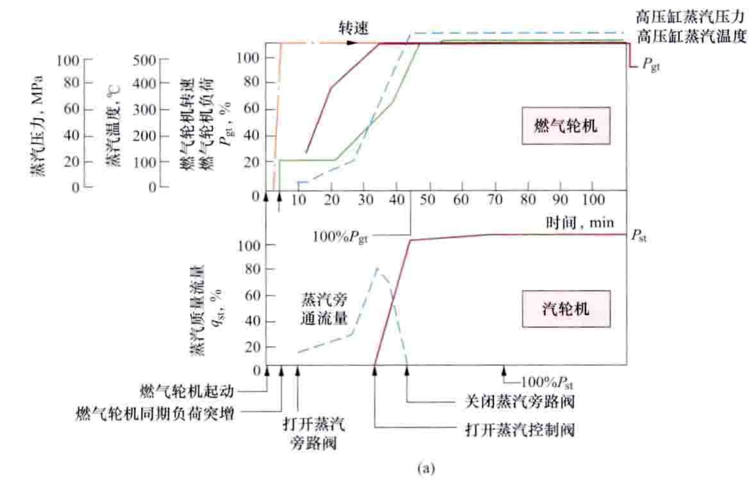
有烟气旁通阀机组的起动和停机　首先把烟气旁通阀切换到通向大气的位置。无需考虑蒸汽系统的影响，而使燃气轮机单独起动、并网和带负荷。此时，燃气轮机的排气全部绕过余热锅炉，直接排入大气。此后，可逐渐调节烟气旁通阀的挡板开度，控制进入余热锅炉的燃气流量，使蒸汽系统缓慢起动。如余热锅炉在冷态条件下起动，应限定进入余热锅炉的燃气温度，否则过热器无法承受。只有当蒸汽压力达到额定值的 40%～60%，并有 50～60℃的过热度后，才能起动汽轮机。在汽轮机能够接受全部蒸汽流量之前，应将蒸汽通过汽轮机的旁路阀送入凝汽器。若烟气旁通阀不严密，为了预防在起动燃气轮机时有可能残存在余热锅炉中的少量燃料被引燃而爆炸，应使燃气轮机在点火转速下，不喷燃料且不点火地运转几分钟，用空气来吹扫余热锅炉的流道。随后把烟气旁通阀切换到通向大气的位置。在机组故障或大修后的首次起动时，这种吹扫工作也必须进行。停机时应先使燃气轮机卸负荷，汽轮机也相应地减负荷。当燃气轮机的排气温度降到规定的数值时，产生的蒸汽已无法使汽轮机输出净功，应停运汽轮机。此后应进一步减少燃气轮机的负荷，直至使其停运，随即应把烟气旁通阀切换到直通大气的位置。若余热锅炉有补燃装置，只有当燃气轮机带上满负荷，汽轮机已接受了全流量蒸汽后，补燃装置才能投运。

停机时，首先应停运补燃装置，随后降低燃气轮机的负荷，并按上述顺序执行停机过程。

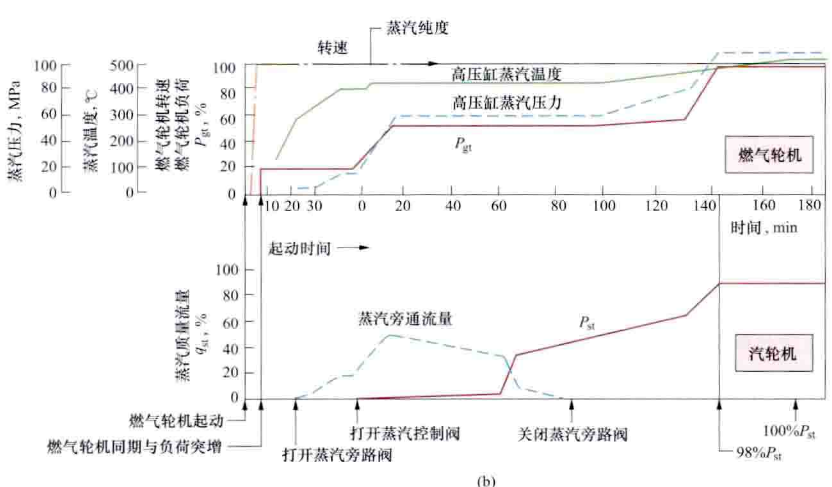
没有烟气旁通阀机组的起动和停机　为了防止爆炸，在燃气轮机点火前，应首先用起动机带动燃气轮机，使它在点火转速下，不喷燃料且不点火地运行几分钟，以吹扫余热锅炉。此后，燃气轮机点火起动，但带负荷的速度不宜太快，以防余热锅炉锅筒升温速率超过最大允许值。对于单轴联合循环机组，在厂内有其他蒸汽源时，可以用汽轮机作为起动机来起动燃气轮机。燃气轮机带上负荷后，余热锅炉逐渐进入工作状态，并向汽轮机供应蒸汽，以取代外界蒸汽源对汽轮机的供汽。

停机过程与有烟气旁通阀的机组没有差别。

热态起动与冷态起动　燃气轮机机组有热态起动和冷态起动之分。当机组停机 8～14h 后立即起动称为热态起动，该起动方式能够在 20～50min 内带上全负荷。在这种情况下，联合循环机组能够满足电网要求紧急起动进行调峰的需要。图 1 所示为某台联合循环机组的热态起动曲线［见图 1 (a)］和冷态起动曲线［见图 1 (b)］，它们之间有很大差异。在热态起动过程中，燃气轮机与汽轮机在 45min 内几乎能够同时带上满负荷。但在冷态起动过程中，则需耗费 180min 左右才能达到上述目的。



(a)



(b)

图 1　某台联合循环机组的起动曲线

(a) 热态起动曲线；(b) 冷态起动曲线

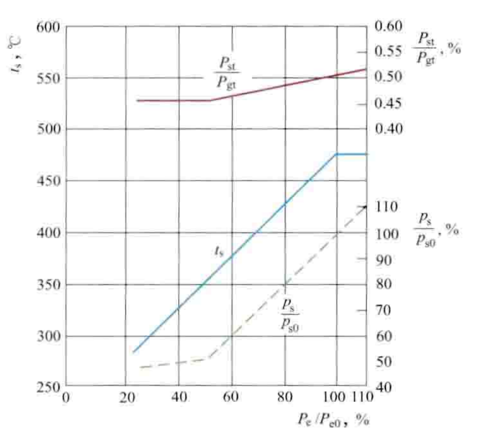


图 2　联合循环中主蒸汽温度 t_s、压力 p_s 和功率比 P_{st}/P_{gt} 随机组相对负荷 P_e/P_{e0} 的变化关系

由于联合循环机组的容量和结构差异，起动曲线会有不同，但它们都必须从机组的热膨胀和寿命的角度，来确定暖机的时间和负荷增速率等一系列重要的监控数据。用户应根据制造厂家设定的程序来起动机组，以防发生故障。

运行方式　可分为应急型、尖峰型、中间负荷型和基本负荷型四类（见燃气轮机运行）。但由于联合循环机组的投资费用比较高，起动时间较长，供电效率又很高，因而在电网中适宜带基本负荷或中间负荷。应急型负荷和尖峰负荷则宜采用简单循环燃气轮机来承担。

变工况运行特性　图 2 所示为联合循环机组运行中，主蒸汽压力 p_s、温度 t_s，以及汽轮机功率 P_{st} 与燃气轮机功率 P_{gt} 的比值 P_{st}/P_{gt}，随机组总负荷（$P_e=P_{st}+P_{gt}$）的变化关系。由图可知：汽轮机按滑压方式运行时，从满负荷到 50% 负荷附近，p_s 是线性地随负荷的降低而减小的，此后 p_s 几乎恒定不变；而在整个变负荷范围内，t_s 始终线性地随负荷的降低而减小。这样才能避免低负荷时蒸汽湿度过大，有利于改善汽轮机的效率和工作安全性。P_{st}/P_{gt} 比值首先也是线性地随负荷的降低而变小，此后也保持恒定不变。

图 3 所示为燃气轮机及其联合循环机组的效率随负荷的变化关系，图中数据是以燃气轮机的额定设计功率 P_{gt0} 和效率 η_{gt0} 为基准计算的相对功率和相对效率来表示的。由图可知：两种机组效率曲线的变化趋势极其相似，但在每一个对应的工况下，联合循环机组的效率都要比燃气轮机高 50% 左右；此外，当负荷低于 50% 后，两种机组的效率都会大幅度地下降。为了提高联合循环机组在部分负荷时的效率，可以采取两种措施：①在部分负荷工况下调节压气机入口可转导叶或前几级可转静叶的安装角，以减少进入机组的空气流量，力求保持燃气透平前的燃气初温恒定不变。但是，当负荷低于 80% 后，一般不宜再用该措施，否则会因压气机的压比降得过低，而使燃气透平的排气温度过高。②采用多台燃气轮机组成一个联合循环的方案。在部分负荷时可以停运若干台燃气轮

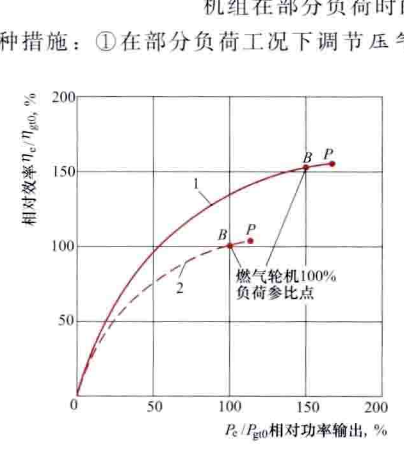


图 3　燃气轮机及其联合循环的效率曲线

1—联合循环机组；2—燃气轮机

B—基本负荷点；P—尖峰负荷点

机，而使其他燃气轮机仍然处于高效率的运行状态。图4所示为由4台燃气轮机组成的联合循环电厂的部分负荷效率曲线。显然，这种运行方式可以保证电厂在75%、50%和25%负荷时，大体上具有与满负荷时相差不多的高效率。

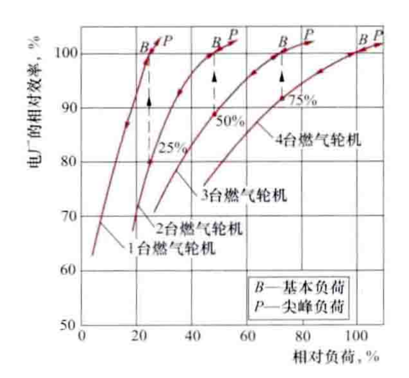


图4　由4台燃气轮机组成的联合循环电厂的部分负荷效率

ranshao guocheng shuzhi jisuan

燃烧过程数值计算

(numerical calculation of combustor)　对锅炉炉膛或燃烧室内的流动、燃烧化学反应及传热与传质两相流动过程进行的计算机模拟计算。燃烧过程数值计算是根据送入锅炉或燃烧室的风量、风温、燃料量等入口物料状态参数以及研究对象的几何边界条件，利用计算机进行数值计算，从而预测出炉内或燃烧室内燃烧反应产物的气体温度、流速分布、组分浓度分布，以及传热、燃烧性能、污染物排放水平等热物理参数。从20世纪70年代初开始，在计算流体力学、计算传热学和计算燃烧学发展的基础上，从一维模拟逐步发展到三维模拟计算，已能对大型煤粉锅炉、燃气轮机燃烧室等的三维两相湍流化学反应流动的实际燃烧过程进行数值计算。尽管燃烧过程数值模拟技术的发展历史不长，但已经在科学研究和工业应用中得到了较好的应用。相继有学者提出炉内燃烧过程的相关子模型，如炉内气固多相流动与混合、辐射传热，以及煤焦化学动力学和污染物生成机理模型。许多商业软件如Fluent、Ansys CFX、CFX-TASCflow、Star-CD、Pheonix等，均加入了燃烧传热模块，已用于指导锅炉及燃烧器等的设计或改造，其计算方法正在不断完善，计算结果的可靠性不断提高。

燃烧过程是极其复杂的物理化学过程。涉及气粒（气体-燃油液滴、气体-固体燃料颗粒）两相的湍流流动、湍流燃烧化学反应及传热与传质过程。燃烧过程数值计算是根据质量守恒定律、牛顿第二定律、热力学第一定律和化学反应的规律，建立求解湍流气粒两相流动的质量、动量、能量及组分守恒等微分方程组。但这些方程所构成的联立非线性偏微分方程组，不能用经典的分析法求解，而必须根据确定的边界条件和必要的理论假设，选择并构造描述所研究过程的数学模型，包括气相和颗粒相的湍流模型、颗粒相的整体模型、湍流流动中气相反应模型、辐射换热模型、污染物生成模型等，同时，必须将这些偏微分方程组离散成与微分方程具有一致性的代数方程组采用数值计算方法进行求解。微分方程离散化的方法有：有限差分法、有限元法及有限分析法，其中有限差分法是求解流体流动过程最有效的方法。求解离散化代数方程组的方法有SIMPLE系列、SIVA系列等。计算所得结果必须得到各种实验的验证，由此对模型及计算方法做出评价，并加以改进或提出新的模拟理论及方法。因此，数值模拟计算必须经过理论设想、计算实践与实际试验三者反复的相互校核，才能使这种计算具有足够的可靠性和实用价值。

ranshao hou tuotan

燃烧后脱碳

(post-combustion CO_2 capture，PCC)

在燃烧后的烟气通道上安装CO_2分离装置，对烟气中的CO_2进行捕集（见图1）的工艺过程。燃烧后脱碳的基本流程是：从锅炉（或燃气轮机）中出来的烟气首先经过脱硝、除尘、脱硫等净化过程，并调整烟气的温度、压力等参数，以满足CO_2分离设备的要求；然后进入CO_2吸收装置（例如MEA吸收塔），烟气中的CO_2被脱除；不含（或者含有少量）CO_2的烟气（主要成分为氮气、水蒸气）通过烟囱排放。富含CO_2的吸收剂（或者吸附物质）经过解吸后，释放出高纯度的CO_2，并实现吸收剂的再生。高纯度的CO_2被捕集后，进行加压液化、运输，最终被利用或者封存。

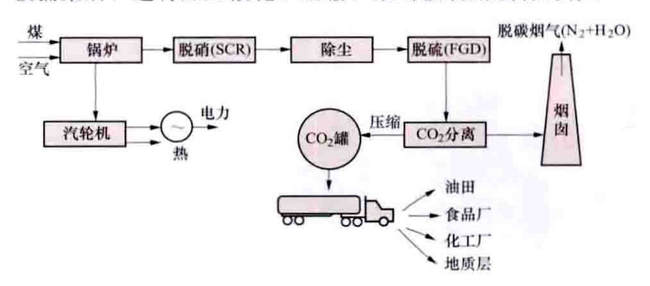


图1　燃煤电站燃烧后CO_2捕集

燃烧后CO_2捕集技术分为化学吸收法和物理吸收法两类。基于化学吸收剂的分离过程是燃烧后捕获CO_2主要的技术选择。与其他燃烧后捕集技术相比，化学吸收法具有更高的捕集效率和选择性、更低的能耗和投资成本。可用于燃烧后脱碳的化学吸收法主要有MEA法和冷氨法。典型的化学吸收分离工艺流程见图2。

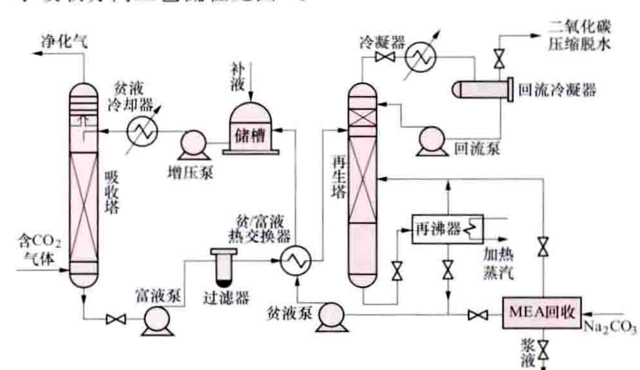


图2　典型的化学吸收分离工艺流程

MEA（一乙醇胺）具有较强的碱性，与CO_2反应速率较快，具有吸收速度快、吸收能力强的特点。MEA法存在的主要问题是装置的能耗较高，且MEA的氧化降解较严重；可通过优化吸收/再生工艺及使用抗氧化添加剂等措施以降低运行成本。与常规醇胺法相比，新工艺开发成功后约可降低捕集成本50%以上。

冷氨法与MEA法工艺流程基本相似，由于吸收和再生的温度较低，再生的能耗也较低，但冷却烟气的能耗较大，

氨的逃逸量较大，总能耗仍然较高。

MEA法和冷氨法燃烧后脱碳都处在示范阶段，典型的示范工程有北京热电厂的3000t/a CO_2 捕集装置和上海石洞口第二发电厂1 200 000t/a的 CO_2 捕集示范工程等。

北京热电厂3000t/a CO_2 捕集装置，采用MEA法脱碳工艺，于2008年7月16日完成了运行测试并投入商业运行，是中国第一套燃煤电厂 CO_2 捕集装置。上海石洞口第二发电厂1 200 000t/a CO_2 捕集示范工程，采用MEA法脱碳工艺，于2009年12月建成投产，是世界上投入运行的最大的 CO_2 捕集装置（见图3）。美国登山者（Mountaineer）燃煤电厂1 000 000t/a CO_2 捕集示范项目，采用冷氨法脱碳，由法国阿尔斯通和美国电力公司AEP联合实施，于2009年9月开始运行。



图3 石洞口第二发电厂 CO_2 捕集示范工程全景
（危师让 提供）

燃烧后脱碳的主要优点是在常温常压运行，系统原理简单，对现有电站系统影响较小，适用范围广，可用于新建火力发电厂或老厂改造。由于燃烧后烟气体积流量大、杂质多、CO_2 的浓度和分压小，脱碳过程的能耗会较大。研究表明，超超临界燃煤电站采用燃烧后 CO_2 捕集系统以后，供电效率将下降10个百分点左右；天然气联合循环电站则下降6～8个百分点。

燃烧后脱碳技术的进一步研发重点在于降低 CO_2 的捕集能耗及捕集设备的投资。

ranshao kongzhi xitong

燃烧控制系统 （combustion control system） 使锅炉炉膛内燃料燃烧放出的能量适应负荷的需要，同时保持燃料与空气比例合理、燃烧产生的烟气与引风平衡，以确保锅炉安全、经济运行的模拟量控制系统的总称。通常包括燃料量控制系统、送风量控制系统、炉膛压力控制系统等。燃烧控制系统的具体任务是保持主蒸汽压力稳定（或满足机组负荷要求），保证燃烧过程的经济性和安全性。这三项任务对应三个调节量（燃料量、送风量和引风量）以控制三个被调量（主蒸汽压力、过量空气系数和炉膛负压）。图1所示为燃烧控制对象示意图。燃烧控制系统的控制对象是一个多输入、多输出的耦合对象，三个调节量对三个被调量都有影响。在锅炉运行过程中，应严格保持燃料量 M、送风量 V 和引风量 G 按比例变化，这样既可适应负荷变化的需要，又能维持主蒸汽压力、过量空气系数和炉膛负压为一定数值。

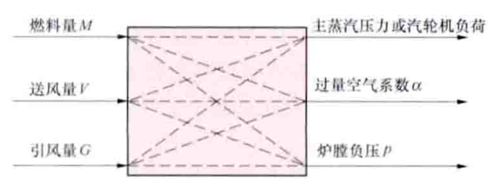


图1 燃烧控制对象示意图

由于锅炉结构、运行方式、燃料制备系统的不同，燃烧控制系统有不同的方案，图2所示为一种燃烧控制系统的基本方案。

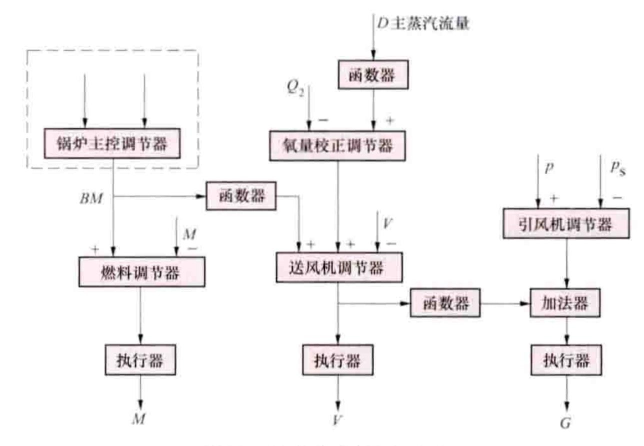


图2 燃烧控制基本方案

图2中虚线部分属于单元机组协调控制系统的一部分，来自协调控制系统的锅炉负荷指令 BM 作为燃料量需求信号，送到燃料控制系统和送风控制系统，使燃料量与机组要求的燃烧率相适应，同时保证风量与燃料量按比例变化。送风量调节指令作为前馈信号通过函数器引到引风控制系统，改变引风量以平衡送风量的变化，减少炉膛负压的波动。由于所有调节器都采用PI控制规律，调节过程结束时，锅炉的燃料量与要求的燃烧率相适应，同时燃烧经济性指标 O_2 和炉膛负压都稳定在给定值上。

燃料量控制系统　控制进入锅炉炉膛的燃料量，使锅炉适应负荷需要的模拟量控制系统。燃料量控制系统是单元机组协调控制系统中功率控制（或主蒸汽压力控制）的一个副回路系统，根据机组不同的运行方式，完成主蒸汽压力或机组功率的控制。在图2所示方案中，其给定值 BM 来自单元机组协调控制系统，锅炉的燃料量 M 为被调量，燃料调节器的输出作为煤粉制备系统的控制指令以改变入炉煤量。在燃料控制系统中，构建反映入炉煤量及热值变化的燃料量（发热量）是主要问题，由于燃料量 M 无法直接测量，通常采用相关信号来替代。

（1）对于具有中间煤粉储存仓的锅炉，燃料量 M 可用热量信号或基于给粉机转速信号修正的方式代替。热量信号 Q 代表燃料量产生的热量，$Q=C_b\frac{dp_b}{dt}+D$，式中 C_b 为锅炉的蓄热系数，D 为蒸汽流量，p_b 为锅筒压力。当用给粉机转速信号代替燃料量信号 M 时，由于煤种的不同，其发热量经常变化，需要对用转速代替的燃料量信号进行发热系数修正。

（2）对于采用直吹式制粉系统的锅炉，通常以给煤机的煤量测量信号代替燃料量 M，此时同样需要对其进行发热系数修正。磨煤机采用双进双出钢球磨煤机时，可采用一次风量来代替燃料量信号。

送风量控制系统　控制进入锅炉炉膛的风量使之与燃料

量相匹配，以维持安全、经济燃烧的模拟量控制系统的总称。通常包括总风量控制系统、氧量校正系统、一、二次风量控制系统等。如图2所示，送风控制系统是一个串级控制系统。送风调节器起粗调作用，锅炉负荷指令 BM 经函数器转换为对应燃烧率下所需的风量，加上氧量校正器（主调节器）输出的修正信号后，作为其设定值。送风量 V 是其被调量，在动态过程中，送风调节器保证风量和燃料量的基本比例。主调节器起氧量校正作用，其被调量为烟气中的含氧量。含氧量与过量空气系数有对应关系，是经济运行的一个重要指标。氧量校正器的设定值由蒸汽流量经函数器产生。

炉膛压力控制系统　控制锅炉的引风量，使之与燃烧产生的烟气相平衡，确保炉膛压力稳定在允许范围内的模拟量控制系统，也称为引风量控制系统。如图2所示，它是一个单回路控制系统。炉膛压力取决于送风量和引风量的平衡，送风量的变化是引起炉膛压力波动的主要原因，因此送风量指令作为前馈信号通过函数器引到引风调节器。调节器采用PI控制规律，当调节过程结束时，能保证炉膛负压 p 稳定在给定值 p_0 上。

参考书目

刘禾，白焰，李新利．火电厂热工自动控制技术及应用．北京：中国电力出版社，2009.

ranshaoqi jianxiu

燃烧器检修

（overhaul of burner）　对燃烧器进行的定期检验与维修。锅炉燃烧器可分为直流式煤粉燃烧器、旋流式煤粉燃烧器等，其工作条件恶劣，长期受炉膛高温辐射和气流冲刷，造成磨损、变形和损坏。煤粉燃烧器尤为严重。燃烧器损坏往往引起结焦、周边水冷壁磨损、燃烧不稳定和燃烧效率降低，威胁锅炉安全和经济运行，需要定期检查、修理和更换。

直流式煤粉燃烧器的检修　一般包括：①清理燃烧器周围结焦，修补卫燃带；②检查燃烧器各喷口，如喷口烧损或变形严重，应局部挖补或整体更换；一、二次风喷口中心线和喷口的倾角或水平度应符合设计要求，必要时应进行冷态空气动力场试验；③燃烧器与水冷壁固定连接在一起时，检查燃烧器与水冷壁连接焊缝应无裂纹、开焊，防止水冷壁损坏；④燃烧器与水冷壁可以相对移动时，检查相对移动是否卡涩，密封是否完好，检修后达到设计要求；⑤检查燃烧器喷口与风管连接焊缝应无裂纹；⑥检查、修理燃烧器外部连接管道、风箱，处理磨损的管件，消除焊缝裂纹、开焊、漏风、漏粉等缺陷；⑦摆动式燃烧器检修后调节应动作灵活，调节范围达到设计要求；⑧进行二次风挡板检查和开度校验，修后挡板开关灵活、无卡涩，挡板就地开度指示与集控室表计指示一致。

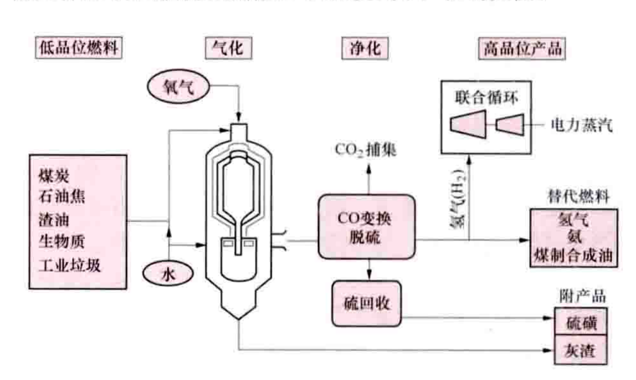
旋流式煤粉燃烧器的检修　旋流式煤粉燃烧器结构较直流式煤粉燃烧器复杂，运行中的缺陷也较直流式煤粉燃烧器多。双蜗壳旋流式煤粉燃烧器检修包括：①检查一、二次风喷口、进风管、内套管应完整，无烧损、变形；对烧损、变形的进行处理或更换；②检查一次风蜗壳、衬板及一次风连接管件的磨损情况，局部磨损可挖补，蜗壳、连接管件磨损超过原厚度2/3以上，衬板磨损超过原厚度1/2以上应更换；③一、二次风风壳接合处密封检查修理；④检查耐火材料浇铸的碹，局部损坏、裂纹可修补，耐火砖碹裂纹、损坏应更换；⑤检修后的一、二次风喷口、碹口应齐平，同心。单蜗壳旋流式煤粉燃烧器检修与双蜗壳旋流式煤粉燃烧器检修的不同之处有：①检查一次风出口扩散锥应完好，烧损、变形严重应更换，扩散锥尺寸、扩散角应符合设计要求，更换时应找正，与一次风喷口同心；②一次风扩散锥与调节拉杆的支撑应完好，扩散锥调节装置灵活好用，轴向移动位置符合要求；③一次风舌形挡板调节灵活，实际开度与指示开度一致。可动叶轮旋流式煤粉燃烧器检修项目有：①检查一次风管、喷口应完好，烧损、变形严重应更换，喷口与二次风碹口轴向相对位置应符合设计要求；②一次风入口风道磨损严重的应更换，局部磨损可进行挖补；③检查二次风叶轮、调整拉杆，变形严重的应更换；叶轮调整灵活，叶片的轴向位移符合设计要求；可变动叶片角度的叶轮，叶片调节装置应灵活，叶片实际角度和标志相符；④检查一次风管与二次风蜗壳连接处的密封垫应完好，连接牢固，严密不漏；⑤检查、修理一次风舌型挡板，开关应灵活，开度指示与实际开度一致；⑥检查二次风碹口应平整，无裂纹，与一次风喷口同心。多通道旋流式煤粉燃烧器检修，还须注意调风器的动作应灵活，位置应正确。

ranshao qian tuotan

燃烧前脱碳

（pre-combustion decarbonisation，PCDC）

燃料通过气化生产出煤气，再将煤气重整为 CO_2 和 H_2，然后分离出 CO_2 的工艺过程。富 H_2 气体则进入燃气轮机燃烧，驱动燃气透平发电，排放的烟气成分主要是水蒸气。整体煤气化联合循环（IGCC）是最典型的可以进行燃烧前脱碳的燃煤发电系统。对于采用高压（大于2MPa）氧气气化的IGCC发电系统，产生的煤气经过水煤气变换后主要含有 H_2 和 CO_2，气体压力和 CO_2 的浓度都较高，CO_2 捕集系统简单（捕集系统见图），分离能耗低。该技术在 CO_2 和污染物近零排放及进一步提高经济性等方面有发展潜力，因而受到了广泛的关注。



燃烧前 CO_2 捕集系统示意图

美国和欧洲正在执行的燃烧前 CO_2 捕集示范项目计划将建成五座示范厂。中国绿色煤电（GreenGen）计划、澳大利亚 ZeroGen 计划和欧盟 Hypogen 计划，都是集 IGCC 和 CO_2 捕集于一体的项目。

基于 IGCC 系统的燃烧前 CO_2 捕集主要需要研究：①适用于燃料气的 CO_2 分离过程；②燃料转换方式对 CO_2 分离性能的影响；③富氢燃料的燃烧机理；④工质热物性对燃气轮机特性的影响规律。

IGCC 电站常选用 Selexol 物理吸收法（吸收剂为聚乙醇二甲醚）或 MDEA 化学吸收法（吸收剂为甲基二乙醇胺）

进行脱硫和脱碳。一般采用两级吸收装置，对 H_2S 和 CO_2 进行分级吸收。

国际上正在开发转化制氢及高温下氢气的膜分离系统，重点是膜式转化装置及高温膜分离材料。与常规醇胺法相比，预计可降低捕集成本 60%左右。

膜分离法技术还处于发展阶段，是公认的在降低能耗和设备紧凑方面极具潜力的技术。膜分离法按材料主要分为无机膜和有机膜。由于 IGCC 在高压下处理气体，无机膜技术将更具优势。

利用氧化钙在高温高压下吸收 CO_2 产生碳酸钙进行氧化钙固碳，是另一种正在研究的燃烧前脱碳方法。将这一过程与气化、水煤气变换整合以后，氧化钙固碳的反应为

$$CaO + C + 2H_2O \rightleftharpoons CaCO_3 + 2H_2$$

将得到的碳酸钙进行煅烧，就可以使吸收剂（CaO）再生并得到纯净的 CO_2。针对不同的气化工艺、碳酸钙煅烧工艺、CO_2 埋存技术和氢气利用技术，可以开发出不同的技术。

ranshao shebei

燃烧设备 （full burning equipment） 经过制备的燃料和经过预热的空气同时引入锅炉炉膛，形成连续稳定燃烧火焰的装置。不同的燃料和不同的燃烧方式（见锅炉燃烧）需采用不同的燃烧设备。层燃炉、流化床锅炉和旋风炉的燃烧设备分别见层式燃烧、流化床燃烧和旋风燃烧。大多数火力发电厂采用悬浮燃烧方式燃用煤、油或气，其燃烧设备包括炉膛和燃烧器。

锅炉炉膛除应有足够的空间来满足燃料在炉内燃尽所需的停留时间和布置受热面的需要外，还应有合理的形状和尺寸，以便与燃烧方式和燃烧器布置相匹配，形成良好的炉内气流工况以利于着火与燃尽。燃烧器的布置应达到火焰不冲刷炉膛壁面、炉内充满度高，以及热负荷均匀。常见的燃烧器布置方式有四角、拱顶、炉顶及墙式布置等。

燃烧器是将燃料和一定比例的空气送入炉膛进行燃烧的装置，其基本功能是：①适应燃料特性；②组织良好空气动力场保证燃烧的稳定性与经济性；③低的燃烧产物污染；④有一定的负荷调节能力。根据燃料种类，燃烧器可分为煤粉燃烧器、油燃烧器、气燃烧器和多种燃料燃烧器。

煤粉燃烧器 依据气流的射流型式可分为旋流式煤粉燃烧器和直流式煤粉燃烧器两类。可燃用烟煤、无烟煤、褐煤和贫煤。煤粉燃烧器是由数个不同作用的喷口组成，煤粉和空气（或掺有烟气）的混合物（一次风）通过一次风喷口以较低速度射入炉膛。一次风可以是制粉过程中的干燥剂，也可以是热空气。燃烧用的大部分空气（二次风）通过二次风喷口以较高速度射入炉膛，它是组织燃烧过程所需的主要能量来源。为了降低燃烧产物中的 NO_x 含量，部分二次风作为燃尽风通过专用的喷口射入炉膛。不作为一次风的干燥剂（三次风，又称乏气），通过三次风喷口以较高速度射入炉膛。

油燃烧器 由油雾化喷嘴和调风器组成。油的雾化有机械压力雾化、蒸汽雾化和空气雾化等不同雾化方式（见油、气燃烧器）。调风器有旋流式、直流式（又称平流式）两种形式。油燃烧器可燃用各类燃料油、渣油及重油等。在常温下黏度大的油应事先加热降低黏度以保证油的良好雾化和燃烧。

气燃烧器 由燃气喷嘴和调风器组成。燃气喷嘴根据燃气品质不同而异。对高热值煤气（天然气），采用高速喷射喷嘴并配以油燃烧器相同的配风器（见油、气燃烧器）；对低热值燃气（焦炉煤气、高炉煤气），采用低速喷射喷嘴与低风速的调风器（见煤气燃烧器）。

多种燃料燃烧器 在同一燃烧器内分别或同时燃烧不同的燃料。以油和天然气共用同一燃烧器为常见。油或气与煤共用同一燃烧器，由于燃料的配风要求差异很大，故较少采用。

ranshaoshi

燃烧室 （combustion chamber；combustor） 燃料在其中发生剧烈燃烧反应，使其化学能转化成为高温工质（燃气）热能的燃烧设备。燃烧室是燃气轮机的基本部件之一，置于压气机与燃气透平之间，可燃烧不同燃料。

功能与特点 燃烧室有三项基本功能：①使燃料与由压气机送来的一部分压缩空气（称一次空气）进行有效的混合与燃烧；②使由压气机送来的另一部分压缩空气（称二次空气或掺混空气）与燃烧后生成的、温度高达 1800～2000℃ 的燃气充分掺混，把燃气温度降低到透平进口初温所需的水平和分布；③控制 NO_x、CO 和 C_mH_n 等物质的生成，使燃气轮机的污染排放量符合环保标准。

与其他燃烧设备相比，燃气轮机的燃烧过程是在紧凑的空间内、高温高速的气流中进行的，具有高燃烧热强度、高余气系数、运行参数变化剧烈、有时要求燃用多种燃料等特点，容易发生结构烧坏、火焰脉动或熄灭、燃料燃烧不完全、火焰过长而烧毁透平、污染排放量超标等故障，必须精心设计和试验。

性能指标 须满足的要求有：①燃烧稳定性好，任何工况下都不发生熄火、强烈的火焰脉动或振荡燃烧；②燃烧效率高，高负荷工况下效率达 99%左右，燃气轮机怠速工况燃用劣质燃料时效率不低于 90%；③火焰短，不伸及透平；④出口温度场均匀或符合一定的设计要求；⑤流阻损失小，相对总压降为 3%～6%；⑥结构紧凑轻巧，比燃烧热强度（单位时间在单位体积的燃烧空间中燃尽的燃料放出的热量）高达 35～190W/（N・m）；⑦点火性能好；⑧高温部件冷却良好，不会烧坏或翘曲变形，火焰管的最高壁温低于 800～850℃；⑨火焰管应有数千到上万小时的使用寿命；⑩排气污染物的含量符合环保标准。

工作原理 燃烧室可按扩散燃烧、均相预混湍流火焰传播和催化燃烧等不同原理设计和运行，其工作原理各不相同。

按扩散燃烧原理工作的燃烧室 图 1 所示为该类燃烧室的实例。由压气机送来的压缩空气，在逆流进入遮热筒 5 与火焰管 6 之间的环腔 7 时，分流成几部分，依次逐渐流入火焰管。其中一次空气是分别由旋流器 11、配气盖板 12、过渡锥顶 13 上的切向孔，以及开在火焰管前段的两排一次射流孔 14，进入火焰管前端的燃烧区 9 中的。一次空气在燃烧区与从燃料喷嘴 1 喷射出来的燃料混合和燃烧，转化成为 1800～2000℃ 的高温燃气。另一部分冷却空气则通过开在火

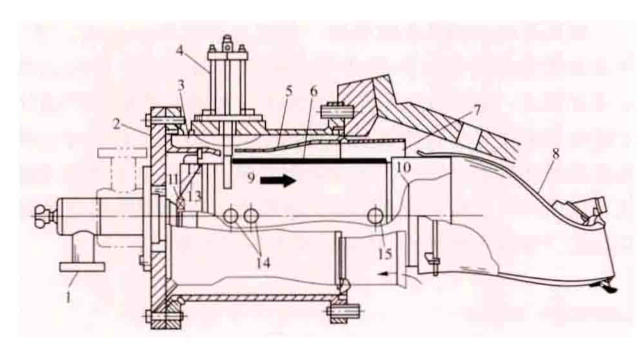


图 1 按扩散燃烧原理设计的分管型燃烧室

1—燃料喷嘴；2—盖板；3—外壳；4—点火器；5—遮热筒；6—火焰管；7—环腔；8—燃气收集器；9—燃烧区；10—混合区；11—旋流器；12—配气盖板；13—过渡锥顶；14——次射流孔；15—混合射流孔

焰管 6 壁面上的许多排冷却射流孔，逐渐进入火焰管的内壁，并沿着内壁表面流动，形成一层温度较低的冷却空气膜，使火焰管壁与火焰隔离，免遭其烧坏。最后，剩下的二次空气由开在火焰管后段的混合射流孔 15，射到从燃烧区流来的高温燃气中，使其温度逐渐降低到透平前燃气初温场的设计值。气体燃料或液体燃料由燃料喷嘴 1 喷入燃烧区。为强化液体燃料的燃烧，可用雾化空气帮助雾化，使其成为粒径为 100μm 左右（平均）的细雾滴。雾滴进入高温燃烧区后，蒸发成为燃料蒸气，经扩散和湍流的混合作用，逐渐与周围的新鲜空气掺混，在余气系数（实际空气量与燃料完全燃烧所需理论空气量之比）$\alpha_f=1$ 的空间内起燃，形成一个高温的扩散燃烧火焰。这种火焰的特点是火焰面上的 $\alpha_f=1$，温度总是等于理论燃烧温度（高于生成 NO_x 的起始温度 1650℃），因此会产生数量超标的热力型 NO_x 排放物。解决方法是在高负荷下向扩散火焰喷射水或水蒸气，使火焰温度降低到 1650℃以下，借以控制 NO_x 的生成。但该方法很难使 NO_x 的排放量在燃烧天然气时低于 86mg/m³（干烟气）或在燃烧液体燃料时低于 143.5mg/m³（干烟气），而且燃气轮机机组的效率会因此下降 1.8%～2.0%，但功率可增大 3%左右。

按均相预混湍流火焰传播原理工作的燃烧室　20 世纪 90 年代后开发出不喷水（或水蒸气）的干式低 NO_x（DLN）燃烧室，主要用来燃烧天然气。该类型燃烧室是按照均相预混湍流火焰传播原理设计的，它把天然气（或液体燃料蒸气）与空气预先混合成为均相、贫燃料态的可燃混合物，然后以湍流火焰传播的方式，通过稳定的火焰面进行燃烧。通过对燃料与空气总掺混比的控制，可以使火焰面上的余气系数 $\alpha_f>1$，火焰面的温度处于 1700K 左右，以减少热力型 NO_x 的生成。但这种燃烧火焰不太稳定，为防止发生熄火和回火，必须采取相应的措施。燃烧室主要通过头部的燃烧器实现燃烧过程的组织，图 2 所示为该类燃烧器的一个实例。它的设计思想是：①用天然气在燃烧器的中心部位建立一个扩散燃烧的值班火焰。供给值班火焰的天然气量是恒定的，不随机组负荷而变化。这就能在燃烧器根部形成一个稳定的点火源，以确保任何负荷工况下都不会发生熄火。②在值班火焰的外侧再供给一定数量的天然气，与供给值班火焰的天然气共用一个轴向空气旋流器，以便在 50%额定负荷以下时，于燃烧器的中心部位形成一个稳定的扩散火焰。③当负荷超过 50%额定负荷后，另一股天然气供入角向旋流器，与进入该旋流器的空气混合，所形成的均相预混可燃混合物进入燃烧室后，在前两层火焰之外的燃烧空间中，以预混湍流火焰传播方式进行燃烧。由于这股火焰的温度比较低，故能控制热力型 NO_x 的生成。它的稳定则是依靠内部两层扩散火焰来保证的。这种燃烧器一般可以把燃烧天然气时生成的 NO_x 控制在 51.3mg/m³（干烟气）左右，最佳状态时可使 NO_x 生成量降至 18.5mg/m³（干烟气）以下。

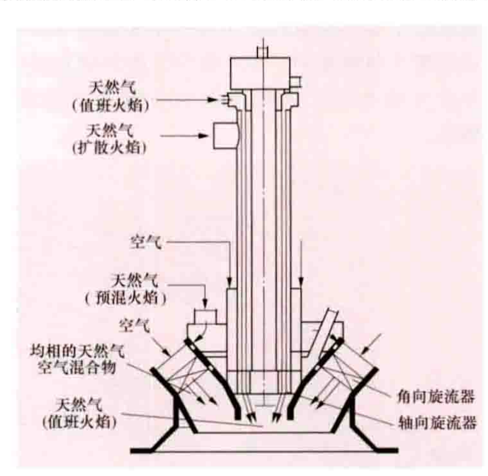


图 2 按均相预混湍流火焰传播方式组织的干式低 NO_x 燃烧室的燃烧器

对于含氢量较多的合成气来说，不宜按该原理组织燃烧，否则易于回火而使燃烧器头部烧坏。

按催化燃烧原理工作的燃烧室　基本思想是在燃烧室的适当部位引入催化燃烧组件，该组件的衬底上涂敷催化剂，结构做成蜂窝状，以便增大可燃混合物通过时与催化剂的接触面积，由此发生具有化学恒温效应的催化燃烧反应。无论可燃混合物的浓度是多少（即使燃料/空气比很高），在催化剂组件中进行的无焰燃烧都能被控制在较低的温度下进行，致使 NO_x 的生成量很少。预计该类型燃烧室在出口燃气温度为 1500℃时，NO_x 可控制在 4～6mg/m³（干烟气）。该类型燃烧室尚在试验中。

结构类型　燃烧室通常用高温合金材料制造，结构有单筒（或双筒）型、分管型、环管型和环型等。

单筒（或双筒）型燃烧室　在整台燃气轮机中只有 1 个或 2 个燃烧室，每个燃烧室如图 3 所示，可设置 1 个或多个类似图 2 所示的燃烧器。燃烧室可垂直布置或卧式布置。该类型燃烧室的尺寸很大、比燃烧热强度低、容易燃烧劣质燃料，但调整试验很困难。

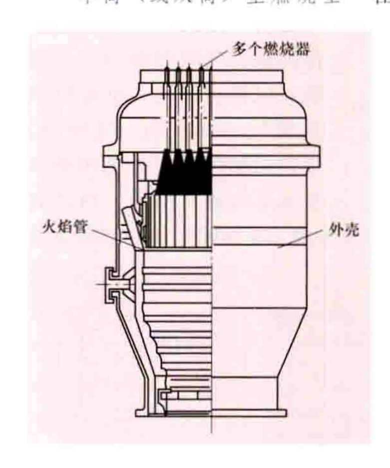


图 3 多个燃烧器的单筒型燃烧室

分管型燃烧室　在整台机组中于压气机与燃气透平之间，沿圆周方向装设多个如图 1 所示的小尺寸燃烧室。各燃烧室的出口用一个环形过渡段汇流在一起，使燃气均匀地进入透平。该燃烧室的比燃烧热强度高，便于拆

装、检修和更换，容易做调整试验。

环管型燃烧室　如图 4 所示，该类型燃烧室与分管型燃烧室的主要差别是外壳 1 是一个整体的环形腔体，把所有的火焰管 4 包纳其中，而不像分管型燃烧室中每个火焰管有一个独立的外壳。其他特性与分管型燃烧室类同，但质量略轻。

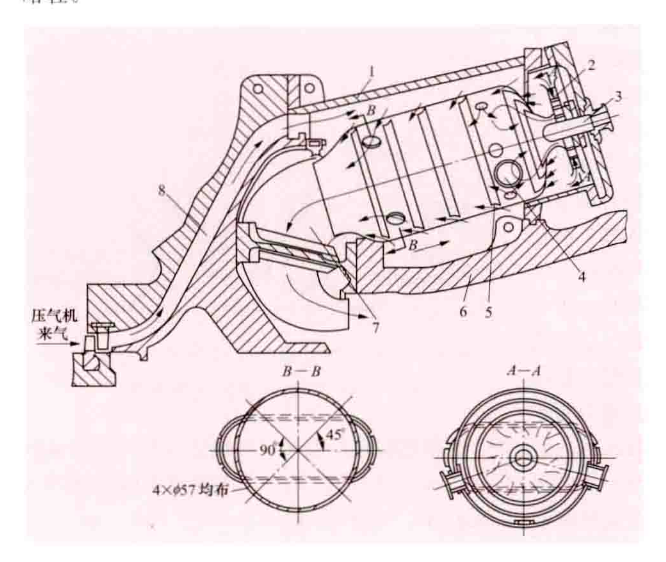


图 4　环管型燃烧室

1—外壳；2—径向旋流器；3—喷油嘴；4—火焰管；5—冷却导流环；6—透平气缸；7—燃气收集器；8—压气机出口的扩压器

环型燃烧室　外形与环管型燃烧室相仿，区别是环型燃烧室的火焰管也是整体环形的，如图 5 所示。该类型燃烧室的容积最小，比燃烧热强度最高，结构最紧凑，但难以做调整试验，检修和更换困难。

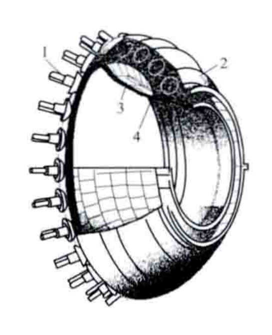


图 5　环型燃烧室（未示出燃烧室的环形壳体）

1—喷嘴或燃烧器；2—环形火焰管的外壳；3—环形火焰管的内壳；4—环形燃烧空间

此外，燃烧室有使用单一燃料（油或气）的，也有使用油、气双燃料的，后者既可以单独烧油，也可以单独烧气，或者油、气混烧。它们的燃料供给系统和调节控制系统是不同的。当燃烧室燃用原油或重油时，燃料必须预先水洗除盐和加抗钒腐蚀阻化剂，以防止钠盐、钾盐和钒盐使透平叶片结垢和腐蚀；燃料还应适当加温减黏，并用高压空气雾化喷嘴，以确保雾化质量。

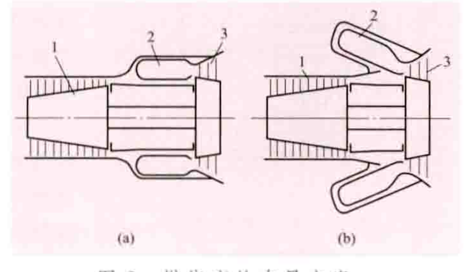


图 6　燃烧室的布局方案

（a）直流式；（b）回流式

1—压气机；2—燃烧室；3—透平

总体结构中燃烧室的布局　包括直流式和回流式。图 6 所示为燃烧室在压气机和透平之间的布局方案，图 6(a) 所示为直流式，图 6(b) 所示为回流式。直流式燃烧室广泛用于航空涡轮喷气与涡轮风扇发动机中，可减小径向尺寸，使发动机的迎风面积减小。回流式燃烧室广泛用于重型燃气轮机，其径向尺寸和气流阻力损失虽略大，但能缩短机组的轴向长度（如图 6 所示），并减少转子的支承数目。

ranshaoshi cailiao

燃烧室材料

（materials for combustor）　燃气轮机燃烧室中火焰管和过渡段等高温零件所用的材料。火焰管内充满燃烧火焰，是燃气轮机中温度最高的部位。要求材料耐高温、抗高温氧化和抗热腐蚀；能承受机组起停时温度剧烈变化而引起的热冲击。由于火焰管一般由板料冲压和焊接而成，材料应有良好的塑性和可焊性。对过渡段材料的要求基本上与火焰管相同。

火焰管广泛选用镍基合金钣材制作，应用最多的是 Hastelloy X。早期的机组由于燃气温度不太高，过渡段多选用镍铬不锈钢，燃气初温较高的机组中，也广泛采用 Hastelloy X。Hastelloy X 为变形镍基合金，含有 22%Cr、1.5%Co、9%Mo 和 0.6%W，可加工变形。

20 世纪 80 年代后，航空发动机上应用成熟的陶瓷材料涂层也已用于重型燃气轮机的火焰管与过渡段的内表面，以形成厚度为 0.4～0.6mm 的热障层（TBC），每 0.1mm 厚度可降温 16～36℃。已经制成用金属陶瓷片拼制的火焰管和过渡段，在大型机组上使用良好。

ranshaoshi jiezha

燃烧室结渣

（slagging in furnace）　在锅炉炉膛内进行的燃烧过程中，受热面上黏结软化或半熔融灰粒，并生长和积累形成硬结的渣体覆盖层的现象。燃煤炉中发生结渣的部位，通常在燃烧器布置区域和炉膛出口折焰角处，严重时还会在过热器屏及其后的对流管束入口等处发生，有时在炉膛下部冷灰斗处结渣或堆渣。炉膛结渣致使炉膛辐射吸热量下降，炉内烟温水平上升，反过来促使结渣过程加速发展，同时引起后部受热面上积灰加剧。在炉内和燃烧器区域严重结渣，会影响炉内良好的空气动力工况，使燃烧进一步恶化。局部地区堵渣或堵灰也会形成烟气走廊，导致局部受热面严重磨损或过热。由于以上种种因素，最终会导致降低负荷运行或被迫停炉。炉膛上部水冷壁上结成的大渣块往往会脱落下来，砸坏炉底管。液态排渣炉膛（包括旋风炉）结渣还会使熔渣段（旋风炉燃尽室或捕渣管）壁面上的渣膜失去流动性，形成不断“爬”渣的现象。燃用高灰分重质油的燃油锅炉，通常也会在燃烧器布置区域的水冷壁及炉膛上部受热面上形成结渣而危及安全运行。

结渣的机理　在固态排渣炉上影响结渣过程的因素主要有：①煤中矿物质成分及结构的初始组成和参与燃烧过程后的变化；②煤灰颗粒的粒度分布；③同一颗粒中各种矿物质组分间的相互作用；④颗粒吸热速率；⑤最大颗粒温度；⑥炉内颗粒随时间变化的全过程；⑦管壁和炉烟温度；⑧炉管表面的物化特性；⑨灰颗粒着壁速度；⑩壁面附近烟气中还原性气体组分。试验结果表明结渣过程的关键阶段是形成

壁面初始结渣层阶段。通过使用黏着试验台、煤粉燃烧结渣试验炉和渣滴着壁过程模拟探枪等手段所做的试验研究发现：飞灰颗粒在组成上并不是均相的，其中某些类型颗粒具有适当比例的黄铁矿和可生成玻璃质的成分，能在相对低的温度水平下熔化，并有很强的浸润和黏着于锅炉钢材氧化表层的特性。灰渣黏结过程中有三项关键温度参数：①钢材基体温度越高，则黏着作用越强；②烟温越高颗粒越黏；③煤灰初始结渣温度（火焰温度）越高，以黏性的过冷玻璃体状态持续存在的颗粒组分越多。煤灰初始结渣温度说明无论灰颗粒停留时间长或短，在较高的热负荷强度下运行的燃烧室都会产生结渣。

导致结渣的因素　导致锅炉结渣的因素主要有：①锅炉炉膛及燃烧设备设计不良，例如炉膛容积热强度及断面热强度过高，燃烧器结构设计与空气动力参数选择不当，燃烧器火焰冲墙等；②燃用燃料与设计燃料不符，特别是灰熔点低，燃料灰分中钠、钾、钒、钛及铁等的氧化物含量高等；③炉内燃烧工况调整不当，风量过小，烟气中氧量过低，一、二次风风量风速及制粉系统调整不当，煤粉过粗等；④燃烧设备存在严重缺陷，如燃烧器喷嘴烧损、炉膛水冷壁管翘曲变形、严重漏风等；⑤缺少足够的吹灰手段，吹灰器数量不足，安装不良或损坏；⑥锅炉负荷过高或给水温度太低（远低于设计值）等。

防止结渣的措施　新设计的锅炉，主要是对设计煤种的结渣沾污特性预先做出判断，用以确定炉膛热负荷强度等设计参数。对已投入运行的锅炉，则应进行具体分析，找出主要影响因素，分别采取针对性措施予以消除。根据经验，可采取的措施主要有：①进行必要的燃烧工况优化调整，消除引起严重结渣的不合理运行工况因素，包括调整燃烧器配风方式、维持最佳的过量空气系数及煤粉细度、防止火焰偏斜和冲刷炉壁等；②进行全面的燃料特性分析，特别是灰的成分分析及灰熔点和结渣特性测定；必要时进行混煤配比试验，寻求提高灰熔点的配比；③当确认由于燃烧设备设计不良所致时，进行适当的技术改造，例如采用偏置二次风燃烧器、调整直流燃烧器喷口间距、更换新型旋流燃烧器，或避免燃烧过分集中、减小断面热强度等；④对于燃用低挥发分煤种的锅炉，炉膛水冷壁敷有耐火涂料的燃烧带时，可适当拆除部分或全部卫燃带；⑤配置足够数量运行效果良好的吹灰器，及时吹灰，不能等到积灰严重时再吹，否则吹灰效果会大大下降；⑥彻底消除燃烧设备缺陷，认真消除炉膛及制粉系统漏风；⑦作为临时性措施，可适当降低负荷或周期性地减负荷运行。

使用除渣剂添加在燃煤中，可使结渣松软而易于清理，但有腐蚀受热面的情况出现，应慎重使用。

ranshao xitong

燃烧系统

（combustion system）　组织燃料在锅炉炉膛内燃烧，最终将燃烧生成的烟气排入大气的设备和相应的烟、风、燃料（煤、煤粉、油、气等）管道的组合。

燃烧系统根据燃用燃料的种类、锅炉类型和燃烧方式，选择工艺流程，确定设备和管道的规格、数量，考虑必要的裕度，使锅炉和燃烧系统安全、经济运行。燃烧系统通常由燃料制备、空气系统及烟气系统组成。

燃料制备　燃用液体燃料的锅炉，需设置液体燃料储运系统。燃用气体燃料时，需设置气体燃料储运系统，必要时进行过滤和脱水处理。燃用液化天然气（liquefied natural gas，LNG）或液化石油气（liquefied petroleum gas，LPG）的电厂需设置独立的液化气接收、储存和气化站。

燃用固体燃料的锅炉，需按不同燃烧方式制备燃料。对层式燃烧炉，只需在输煤系统内设单级筛碎设备，将原煤破碎到30（抛煤炉）～50mm（链条炉）以下的合理颗粒配比。对采用流化床燃烧技术的锅炉，根据来煤粒度情况设置一级或二级筛碎设备，破碎后的粒度一般为10mm以下的合理粒度配比。当原煤水分较大时，需用热空气（或烟气）在二级破碎中予以干燥。对悬浮燃烧锅炉，需增设煤粉制备系统，将原煤干燥、研磨成细粉。制粉系统有集中制和单元制两种配置方式。在制粉车间内集中制粉，然后用粉泵分送到各台锅炉燃烧的称为集中制制粉系统，苏联曾采用该系统；按锅炉为单元各自配置制粉设施的称为单元制制粉系统，近代已在电厂普遍采用。单元制制粉系统又可分为中间储仓式和直吹式两种类型。制粉系统中的磨煤机有低速（筒式）、中速（辊式、碗式和球式）和高速（风扇式、锤击式）三种类型。中间储仓式制粉系统大多采用低速的钢球磨煤机；直吹制粉系统大多采用高、中速磨煤机或低速的双进双出钢球磨煤机。

空气系统　燃料燃烧所需要的空气由送风机、一次风机供给，并经锅炉空气预热器加热到200～400℃的所需温度，根据锅炉燃烧需要，将燃烧用的空气区分为一次风、二次风，分别送入炉膛。一次风指输送煤粉或液体、气体燃料经燃烧器进入炉膛的空气，并作为煤粉制备系统的干燥剂及点火所需的风量，通常为总燃烧风量的15%～30%；其余70%～85%风量为助燃用的二次风。对于中间储仓式热风送粉制粉系统，用于研磨、干燥和输送煤粉的一次风，在完成制粉程序后，与煤粉分离成为乏气。用排粉机将乏气送进炉膛上部助燃时，称为三次风，该制粉系统称为闭式系统；用排粉机将乏气经净化后排入大气时，该制粉系统称为开式系统。

一次风占燃烧总风量的比例较小，但要求风压较高，通常由专用的一次风机供给。一次风机位于空气预热器前称为冷一次风机系统，位于空气预热器后称为热一次风机系统。冷一次风机系统因风机的工作条件及运行经济性均较好，通常为大型机组所选用。而循环流化床的热一次通过风道点火器进入风室作为床料的流化风，一般为总燃烧风量的30%～50%。

烟气系统　燃料和空气在炉膛内燃烧产生的烟气，根据燃料和燃烧方式的不同，均携带有一定的尘粒、二氧化硫（SO_2）、氮氧化物（NO_x）等有害物质。燃煤锅炉必须设置除尘设备（见烟气除尘）来捕集烟气中的尘粒。燃烧含杂质较多的液体燃料时也需装设除尘设备，并按规定的排放标准进行烟气脱硫和烟气脱硝（见烟气脱硫和烟气脱硝）。

净化处理后的烟气通过烟囱排出。对平衡通风锅炉，炉膛内为负压，需设置引风机将烟气从炉膛抽出。设置烟气脱硫及脱硝装置后，需在脱硫、脱硝装置后设增压风机或提高引风机压头克服附加阻力。某些微正压燃烧锅炉，因炉膛内维持一定的正压（2～5kPa），可自行将烟气压出炉膛排至烟囱。

ranyou ranqi guolu yunxing

燃油燃气锅炉运行 （operation of oil-fired and gas-fired boilers） 既能燃油又能燃气的锅炉，需要使用燃烧器将燃料喷入锅炉炉膛，采用火室燃烧，不产生燃料灰渣，无需排渣设施。与燃煤锅炉运行的主要不同点在于，针对燃油燃气的特点与技术要求，保持燃油燃气的稳定燃烧和完全燃烧，防止炉内可燃质爆燃和燃油锅炉发生尾部再燃烧。

燃油种类 火电厂一般使用重油、原油或柴油等。重油又可分为燃料重油和渣油。燃料重油是由裂化重油、减压重油、常压重油或蜡油等按不同比例调制而成的；渣油是原油在炼制过程中排除下来的残余物，可不经处理直接供到电厂作为燃料。原油闪点和燃点较重油低，并含有大量轻质馏分，容易蒸发，比重油更容易着火。柴油包括轻柴油和重柴油。轻柴油主要用于燃煤锅炉点火起动或低负荷稳燃；重油和原油主要用于燃油锅炉或燃煤锅炉的低负荷稳燃，但也有火电厂将重油和原油作为燃煤锅炉直接点火用油（见液体燃料）。

油燃烧器运行 重油是石油炼制后的残余物，黏度高、密度大，原油的黏度和密度则相对较小。重油和原油都必须经过加热后才能使用，根据不同的油种炉前油温一般加热到80～130℃，恩氏黏度为2～4°E。轻油的黏度较低，燃烧前不需要加热即可将油滴粒径雾化得较小，且燃烧充分。油燃烧器正常工作时炉内火焰应明亮，火焰根部无黑烟，火焰四周及尾部无火焰回卷及黑烟，火焰无飞边和雪花点，同时火焰不宜拖得过长，不应冲刷水冷壁。如达不到上述要求可能有以下原因：油嘴设计不合理，加工质量差，雾化油滴直径大，雾化角不匹配，油温油压或汽（气）压不合适，风量不足或配风不均匀，燃烧器与油喷嘴不匹配，油喷嘴布置不合理，运行中油喷嘴堵塞等。

燃油锅炉运行特点 主要有：①防止锅炉受热面低温腐蚀。燃油锅炉应采用低氧燃烧运行，维持炉膛出口过量空气系数为1.05或更低。②防止炉内可燃物爆燃。点火之前要防止油阀门泄漏而使燃油进入炉膛，油气挥发引起爆燃，如漏入油量大应清除漏油后进行充分通风后再点火，即遵照先通风再投油的原则。灭火或停炉时，必须首先切断油路。③防止尾部再燃烧。部分在炉内未完全燃烧的可燃物，黏附在尾部受热面上，在一定条件下，在尾部烟道内重新着火燃烧，会烧毁设备，造成严重损失。防止尾部再燃烧的主要措施是保证油燃烧器的稳定运行和燃油的完全燃烧。尤其是冷态频繁起动或起动后长时间的低负荷运行工况，极易产生不完全燃烧。为避免燃烧不完全及可燃物沉积在受热面上，应及时吹灰清扫受热面，安装温度监视和报警系统。

燃气种类及气体燃烧器运行 气体燃料的种类较多，有天然气、页岩气、高炉煤气、焦炉煤气及其他工业尾气等。气体燃料的选择主要取决于电厂的需要及燃料的来源。天然气的热值较高，主要成分是甲烷，发热量约为35MJ/m³，易着火，燃烧稳定，作为锅炉起动点火或主燃料。页岩气化学成分主要为甲烷，一般含量为85%以上，最高可达99.8%，另外还含有少量的乙烷、丙烷和丁烷等，可直接作为锅炉燃料。焦炉煤气发热量约为16MJ/m³，高炉煤气发热量低，约为3.2MJ/m³，不易着火，燃烧稳定性差，一般作为辅助燃料掺烧。锅炉设计时需根据不同的燃料和锅炉炉型，合理地设计和布置燃烧器。

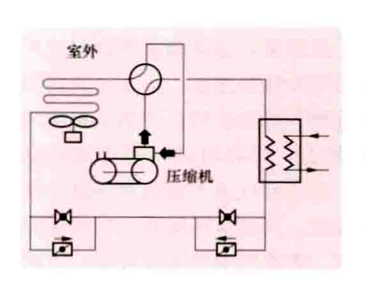
燃气锅炉运行特点 气体燃料比液体燃料及固体燃料易燃烧，火电厂气体燃烧器采用扩散燃烧方式。为保证天然气与空气快速、均匀地混合，天然气喷嘴的流速一般为80～130m/s。混合越快，燃烧越快。而燃焦炉煤气和高炉煤气时喷嘴流速要低很多。燃气锅炉运行时要同样遵循起动时先通风吹扫后送燃气，停炉时先关掉燃气，然后通风吹扫的原则。锅炉起动时点火燃气量和风量均较小，燃烧稳定后逐渐加大燃料量和风量，防止炉内可燃气体爆燃。同时要确保气体快速截止阀严密不漏，炉内火焰检测装置及燃烧控制系统工作正常。

rebeng

热泵 （heat pump） 以提高热量的温位为目的，通过消耗电能、机械能或其他的可用能把热量从低温输往高温的机器。热泵按逆向热力循环工作，在原理上与制冷机相似，所不同的是使用的目标不同，因而它们工作的温度范围也不同。

热泵的种类很多，最常用的是蒸汽压缩式热泵，其次是吸收式热泵。此外，还有气体循环热泵、喷射式热泵、热电式热泵等。

原理 热泵使用的工质一般为氟利昂。如图所示为蒸汽压缩式热泵的原理图。低压蒸汽经过绝热压缩提高了温度和压力，向热用户供热。蒸汽凝结后的高压液体经过绝热节流，温度进一步降低，低于低温热源的温度，因而可从低温热源吸热汽化，重新变成低压蒸汽，完成一个热力循环。



蒸汽压缩式热泵简图

热泵供热与电加热有本质的不同，热泵的作用不是把电能转化为等量的热能，而是以少量的电量获取更多的热量。

性能指标 通常用性能系数表示热泵的性能。

设热泵供出的热量为Q，供给热泵的功为W，则热泵的性能系数为：

$$COP=Q/W$$

通常，希望得到的热量的品位（温度）越低，热泵的性能系数越高。在中纬度地区，如以环境为低温热源，供暖热泵的性能系数理论上可达到10以上，实际上也可达到2～3或更高。

所需的能量与所供的能量的品位相匹配是节约能源的重要原则。热电联产之所以优越，就是它基本符合这一原则。实际上在理想的条件下，热电联产供热和热泵供热是等价的，所不同的是前者把尚有做功能力的蒸汽直接送往热用户，后者则把此蒸汽送往汽轮机发电，把废热排给环境，然后把电送往用户，通过热泵重新把废热收回，并提升到原有品位。所以从理论上讲，热泵不但与热电联产等价而且优于热电联产，因为热电联产需要用热力管道输送热量，而热泵则通过输电线间接地输送热量，自然比热力管道要灵活得多，经济得多。

热泵用于供热的一些问题 首先，热泵供热过程伴随着

一系列能量转换和传递环节，不如热电联产供热来得直接，致使其不可逆损失较大。从热泵性能系数的表达式可以看出，热泵更适合于需要较低温度热量的场合或者有温度较高的低温热源的场合。其次，保证热泵运行的安全可靠性是发展热泵供热的非常重要的前提。第三，与其他供热方式相比，热泵供热装置的初投资高，应有适当措施使得它经济、合理。如：采用大型装置；或为了使投资得到有效的利用，在需要与可能的条件下把供热和制冷结合起来，使同一装置兼起两种作用。

热泵用于供暖时，有一个不利的性能，就是当它偏离设计工况运行时，环境温度越低，其供热量越小，与人们的需要恰恰相反，因此需要备用尖峰的设备，或改善热泵本身的调节性能。

2000年以后，由于热泵技术可以有效利用环境或接近环境温度的废热，在节能环保方面具有优势，中国热泵技术迅猛发展。从热泵利用的低品位废热的种类来分，应用最广泛的有空气源热泵、地（土壤）源热泵、江河湖海（再生）等地表水热泵、城镇污水源热泵、地下水源热泵、工业废热水热泵等。从使用目的来说，有用于建筑供暖制冷和生活热水的住宅用、商用热泵，用于工业工艺的加热以及用于干燥、去湿过程或者多级闪蒸过程的农业用、工业用热泵。

rechuandao

热传导 （heat conduction） 温度不同的物体各部分之间或温度不同的两物体间由于直接接触而发生的热传递现象，也称导热。热传导是从宏观角度进行现象分析的，即把物质看作是连续介质，各部分之间没有相对位移。热传导是热量传递的三种基本方式之一导热理论的任务就是要找出任何时刻物体内各处的温度，即温度场，或各处的热流通量（热流密度）。

机理 从微观角度而言，热是一种反映分子、原子和电子等的移动、转移和振动的能量。因此，物质的导热本质或机理必然与组成物质的微观粒子的运动有密切的关系。在气体中，导热是做不规则热运动的气体分子间相互作用或碰撞的结果。在介电体中，导热是通过晶格的振动来实现的，晶格振动的能量是量子化的，这种晶格振动的量子称为声子。这样，介电体的导热可以看成是声子间相互作用和碰撞的结果。在金属中，导热主要是通过自由电子的相互作用和碰撞来实现的，声子的作用相对来说很小。比起气体和固体来，液体的导热机理还不那么清楚，有研究表明，液体的导热机理类似于介电体，即通过晶格的振动来实现。在有温差时，液体和气体中可能出现热对流而难以实现纯导热过程。因此，在引力场中，单纯的热传导一般只发生在密实的固体中。

温度场 某一时刻空间所有各点温度的总称。一般而言，温度场是空间坐标和时间的函数。如果温度场不随时间变化，称为稳态温度场，否则就称为非稳态温度场。非稳态温度场又分为瞬态的和周期性的两类。具有稳态温度场的导热过程叫做稳态导热；温度场随时间变化的导热过程为非稳态导热。

导热微分方程 像其他数学物理问题一样，对热传导的研究首先要找到表示温度场的微分方程。这样的通用微分方程，即导热微分方程，可在傅里叶定律的基础上，借助热力学第一定律来建立，表示为

$$\rho c\frac{\partial T}{\partial t}=\mathrm{div}\ (\lambda \mathrm{grad}T)\ +q_v \qquad (1)$$

式中 q_v 是内热源强度；ρ 和 c 分别是物体的密度和比热容。当 λ、ρ 和 c 为常数时，导热微分方程可改写为

$$\frac{\partial T}{\partial t}=a\ \nabla^2 T+\frac{q_v}{\rho c} \qquad (2)$$

式中 $a=\lambda/\rho c$ 称为热扩散率。对于稳态温度场，式中 $\partial T/\partial t$ 等于零。

导热微分方程是导热过程的通用表达式，它没有涉及某一特定导热过程的具体特点。欲从众多不同导热过程中区分出某一特定的导热过程，还需要对它进行具体说明，这些补充说明条件总称单值性条件。单值性条件有四个方面：①说明参与导热过程物体的几何形状和大小等几何条件；②说明参与导热过程物体的有关物性参数和内热源分布情况的物理条件；③说明导热过程开始时刻物体内温度分布的初始条件；④说明导热物体边界上温度或换热情况的边界条件。对于一个具体给定的导热过程，其完整的数学描述应包括导热微分方程式和它的单值性条件两部分。

导热问题求解方法 求解各类导热问题有着不同的方法，一般可分为分析解法、近似分析解法、数值方法、图解法和各种热模拟及实验方法。分析解法中有分离变量法、拉普拉斯变换法、格林函数法和积分变换法等。近似分析解法中有积分方程法和建立在变分原理基础上的瑞利—里茨法和伽辽金法等。随着电子计算机的日益广泛应用，数值方法成为求解各类导热问题的重要方法之一，它包括有限差分法、有限元法和边界元法等。图解法是早期应用有限差分原理的一种方法，已很少采用。

随着电子计算机的发展和应用，导热反问题的求解已可以实现，并正在发展中。导热反问题就是在已知温度场的前提下，利用导热微分方程式和单值性条件，反求热物性参数、边界条件、几何形状或内热源分布等。

参考书目

章熙民，任泽霈，梅飞鸣．传热学．北京：中国建筑工业出版社，2007．

redian lianchan dianchang

热电联产电厂 （cogeneration heat and power plant） 同时向用户供给电能和热能的火力发电厂。其热能主要来自汽轮机的抽汽或排汽。热电联产是将高品位热能用于发电，低品位热能用于供热，实现了能源梯级利用；而热电分产的热和电是通过单独建设锅炉房向用户供热、单独建设发电厂向外供电，没有实现能源梯级利用，因此热电联产较热电分产具有较高的能源综合利用效率。1988年8月，北京石景山热电厂第一台200MW供热机组投产，另2台200MW供热机组分别于1989年和1991年投产，石景山热电厂成为当时中国最大的热电厂。截至2010年底，中国热电联产电厂总装机容量达166.55GW，比2009年增加15.15%，占同期全国火电装机容量（706.63GW）的23.57%，占同期全国发电装机容量（962.19GW）的17.3%；全国热电联产的年供热量达 2.81×10^9 GJ。热电联产电厂的种类较多，按电厂性质可划分为企业自备热电厂和区域公用热电厂两类；按热电厂机组类型可划分为抽凝机组热电厂、背压机组（含抽

汽背压机组）热电厂和低真空循环水供热电厂。

企业自备热电厂　由用热企业投资建设，其热负荷和电负荷以满足企业自用为主要目的。自备热电厂主要建设在工业（园）区，多以大型石化、钢铁等项目配套建设，其热负荷主要以工业用汽热负荷为主。从节能角度出发，企业自备热电厂的机组优先采用背压机组（含抽汽背压机组）。

区域公用热电厂　以满足城镇居民采暖热负荷需要或满足工业（园）区多家企业工业用汽热负荷需要而建设的热电厂。受供热半径的影响，区域公用热电厂宜靠近热负荷附近建设。以采暖热负荷为主的区域公用热电厂主要建设在城市周边，供热半径在15km左右；以工业用汽热负荷为主的区域公用热电厂主要建设在工业（园）区，供热半径在8km以内。以采暖为主的热电厂主要采用抽凝机组；以工业热负荷为主的热电厂主要采用背压机组或背压机组与抽凝机组组合的方式。

抽凝机组热电厂　按单机容量分为小型抽凝机组热电厂和大中型抽凝机组热电厂。

小型抽凝机组是为供热设计的专用机型，即汽轮机内效率最高点按抽汽工况设计，配置的锅炉容量大于同级凝汽发电机组的容量，热效率在抽汽工况时较背压型略低，但在凝汽工况时热效率很低、煤耗极大。小型抽凝机组热电厂单机容量在100MW及以下，机组参数为高压及以下，其最大特点是抽汽量最大时，发电量也达最大，不抽汽时（纯凝）由于受到低压缸通流能力的限制，发电量将变小。

大中型抽凝机组是将原设计用于发电的纯凝机组经再设计后，通过从汽轮机抽汽实现对外供热，配置的锅炉和汽轮机与同级凝汽机组相同，在凝汽工况运行时效率高，在抽汽工况时凝汽发电部分效率下降，但运行灵活，多采用从中、低压缸连通管上装蝶阀接三通方式对外供热。大中型抽凝机组热电厂单机容量为125MW及以上，机组参数为超高压及以上，其最大特点是多抽汽、少发电，非采暖期与凝汽机组效率基本相同，在采暖期有明显的节能效益。

背压机组热电厂　背压机组（含抽汽背压机组）不设置凝汽器，发电后的全部蒸汽用于供热。该机型只有对外供热时方可发电，不供热时不发电，热效率最高、煤耗最低，是热电联产技术中“以热定电”方式的最好体现，是热电联产项目鼓励发展的方向之一，既可实现工业企业供热，也可实现采暖供热。截至2011年底，中国背压机组热电厂单机容量最大为50MW，机组参数为高压及以下，主要以供工业用汽热负荷为主，冬季采暖期较长地区的热电厂也有采用背压机组供热。

低真空循环水供热电厂　该供热方式是人为降低凝汽式汽轮机组的真空度，提高循环水出口温度，实现对居民采暖供热。该类型电厂适用于老机组改造，运行时在汽轮机允许的背压范围内尽量提高排汽背压，以加热凝汽器循环水，用循环水对居民供热。低真空循环水供热电厂只在采暖期运行，供水温度低（70℃以下），供热半径不大，适于电厂附件区域居民供热。

redian lianchan gongcheng jingjixing

热电联产工程经济性 (cogeneration of heat and power project economics)

热电联产工程从工程建设开始至项目经营期结束，在投入和产出方面所体现出的整体经济效益水平。项目的整体经济效益反映为盈利能力和偿债能力，主要指标有项目投资财务内部收益率、项目资本金财务内部收益率、财务净现值、项目投资回收期、资产负债率等。热电联产项目的经济性，要通过工程财务评价（见发电工程财务评价）和工程国民经济评价来评定。

热电联产项目的经济性，主要取决于发电及供热市场情况和上网电价及销售热价水平。

由于热电联产项目同时生产电、热两种不同形式、不同质量的产品，因此在评价时不但要有包括电、热两种产品在内的总的经济性指标，还要有热、电两种产品的分项指标，主要包括热电厂抽凝工况的发电标准煤耗率、供热标准煤耗率，以及相关的发电厂用电率和供热厂用电率等。

redian lianchan qilunji

热电联产汽轮机 (steam turbine for cogeneration)

能同时承担供热和发电的汽轮机。常用于有工业热负荷和（或）采暖热负荷的大型热电厂或大型工矿企业的自备电站中。热电联产汽轮机的工作方式是将汽轮机中已做过功的部分或全部蒸汽供给热用户，从而减少这部分蒸汽在热力循环中排入凝汽器所引起的冷源损失，提高热能利用率和循环热效率。提供的热量与发电量之比称为热电比，热电比的大小将会影响汽轮机的设计和运行发电效率。常用的热电联产汽轮机有背压式、抽汽凝汽式和抽汽背压式等几种类型。

背压式汽轮机　将高于大气压的排汽用于供热的一种汽轮机。它无凝汽，也就无冷源损失，因而可获得很高的经济性。其热能利用率可达80%以上。背压式汽轮机的排汽参数和供热量是根据热用户的需要确定的，因而进汽量只随热负荷变化。因此，背压式汽轮机发出的电功率决定于热负荷的大小，不能满足热、电负荷的各自需要。背压式汽轮机适用于热负荷稳定的场合。

抽汽凝汽式汽轮机　从汽轮机中间某级后抽出部分具有一定压力和温度的蒸汽直接供给热用户或经过换热器后供给热用户，其余蒸汽在以后的级中继续膨胀做功，最终排入凝汽器。一般可分为可调节的单抽汽和双抽汽两种，其调节抽汽机构主要由调节阀或旋转隔板来实现（见抽汽调节）。由于一部分蒸汽用于供热，因而汽轮机发出的功率和进入凝汽器的流量是随着抽汽量的大小而变的，所以热电比也随汽轮机的工况变化而变化。当调节抽汽量很大时，排入凝汽器的流量很小，这时汽轮机的工作就接近于背压式汽轮机。相反，当调节抽汽量为零时，汽轮机的工作就与纯凝汽式汽轮机相同。

抽汽凝汽式汽轮机的热、电负荷关系的设计，一般有热电负荷互不影响和最大输出功率随热负荷变化两种方法。

热电负荷互不影响　机组在额定电功率和热功率范围内，要求热、电负荷各自变化时互不影响，即热负荷为零时机组仍能发出额定电功率，当热负荷最大时汽轮机发出比额定值大的电功率，这种设计的实质是汽轮机的高、中压部分通流能力放大，特点是热、电负荷适应性好，但在无热负荷或热负荷很小时，机组在部分负荷下运行，机组的经济性下降。这种机组的造价较高，适用于热负荷变化频繁的场合。

在中国，这种机组大多数为100MW以下机组。

最大输出功率随热负荷变化　机组按选定的额定电功率与常规的凝汽式汽轮机设计相同，在无热负荷时，机组发出的电功率最大；在有热负荷时，在小范围内热、电负荷可分别调整；随着热负荷增大，机组输出电功率下降，当热负荷达到最大时，机组输出电功率最小。这种设计的特点是：无热负荷时，机组的效率与同容量凝汽式机组相同，经济性较好，造价较低，但在有热负荷时，电功率达不到额定值。这种设计适用于城市采暖供热等场合。

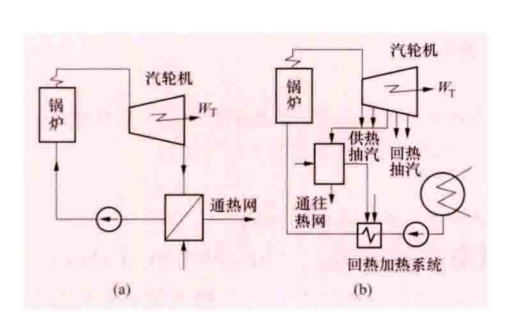
抽汽背压式汽轮机　背压式汽轮机中间某级后抽出具有一定压力的蒸汽连同具有较低压力的排汽，同时向两种不同要求的热用户供热的汽轮机。在抽汽背压式汽轮机中，当抽汽量为零时，即是背压式汽轮机；在调节抽汽运行时，它的供热量较背压式汽轮机多，而发电量则减少，热电比增大；它的循环热效率则介于背压式汽轮机与抽汽凝汽式汽轮机之间。抽汽背压式汽轮机适用于热负荷比较稳定的场合。

redian lianchan xunhuan

热电联产循环

（cogeneration cycle）　同时供电和供热的热力循环。热能动力装置即使采用了各种提高效率的措施，其热效率依然不高，一般小于40%，大部分的热量被排放到外界环境。热电联产循环的目的是在发电的同时，把这部分排放的热量用来供热，从而提高能源利用效率。当然，使用热电联产循环也是有条件的，需要在机组附近有与机组容量相应的、比较集中且稳定的热用户。

热电联产循环既可以以气体循环为基础实现，也可以以蒸汽动力循环为基础实现。前者是将做功后工质所具有的较多余热，以向外供热的方式加以利用。后者如为配置凝汽器的朗肯循环，乏汽的温度很低，其热量使用价值较低。提高汽轮机的膨胀终压，则有可能把乏汽的热量全部利用起来，这就是具有背压式机组的热电联产循环，如图（a）所示。另一方案是仍然使用凝汽器，供热的蒸汽从汽轮机的一个或两个抽汽口抽出，即成为具有单级或两级抽汽机组的热电联产循环，如图（b）所示。此外，还有抽汽背压机组，即同时利用抽汽和乏汽的热电联产循环。



热电联产循环
（a）背压机组；（b）抽汽供热机组

热电联产循环使燃料发出的热量或以电能方式利用，或以供热能方式利用，理论上总的利用率可达100%，实际上也达70%左右。但总的利用率并不能完全说明问题。由于电能的利用价值大大高于热能的利用价值，庞大而复杂的机组主要作用还是为了获取电能，所以最好是在给定的供热量下尽量提高发电量，使在热电联产中发电量占有更高的份额。

regong baohu xitong tiaoshi

热工保护系统调试

（testing of thermodynamic protection system）　热工保护系统通常具有数据检测处理和连锁保护功能，包括设备级连锁保护（如启停条件、连锁跳闸、后备起动等）以及机组级连锁保护（如锅炉MFT、汽轮机ETS、机电炉横向连锁保护等）。除纯检测的数据采集系统（DAS）、汽轮机监视仪表（TSI）等外，其他控制系统均或多或少地具备连锁保护的功能。

设备级连锁保护调试　过程一般分为控制装置复原调试、冷态（静态）调试和热态（动态）调试三个部分。

（1）复原调试。将控制装置恢复到出厂时的正常状态和功能。（见热工控制系统调试）

（2）冷态调试。在热力设备、系统起动前对控制系统进行功能校验和调整，主要工作包括：①现场测量仪表（包括一次元件、变送器、逻辑开关等）校验调整；②检查测量仪表与数据检测系统连接的正确性；③现场执行机构校验、调整和试验；④执行机构与控制系统联调试验，包括开关、起停操作方向与实际动作方向的一致性等；⑤检查连锁保护定值的正确性；⑥与其他控制系统接口、联络信号检查；⑦起停允许条件试验；⑧连锁保护跳闸试验，并检查确认动作结果；⑨后备起动试验，并检查确认动作结果。

（3）热态调试。在热力设备、系统起动运行后对各项功能进行的调整和试验，主要工作包括：①测量仪表投运及正确性检查；②在热力设备、系统起停试运的不同阶段，逐步投入各项连锁保护；③确认起停允许条件、连锁保护、后备起动等的合理性和正确性。

机组级连锁保护调试　见机组连锁保护试验。

regong kongzhi xitong tiaoshi

热工控制系统调试

（testing of thermodynamic control system）　热工控制系统对火力发电厂的热力生产过程进行检测、控制等，通常由分散控制系统（DCS）或可编程逻辑控制器（PLC）组成（见火力发电厂仪表与控制）。热工控制系统的调试过程一般分为复原调试、冷态（静态）调试、热态（动态）调试三个部分。

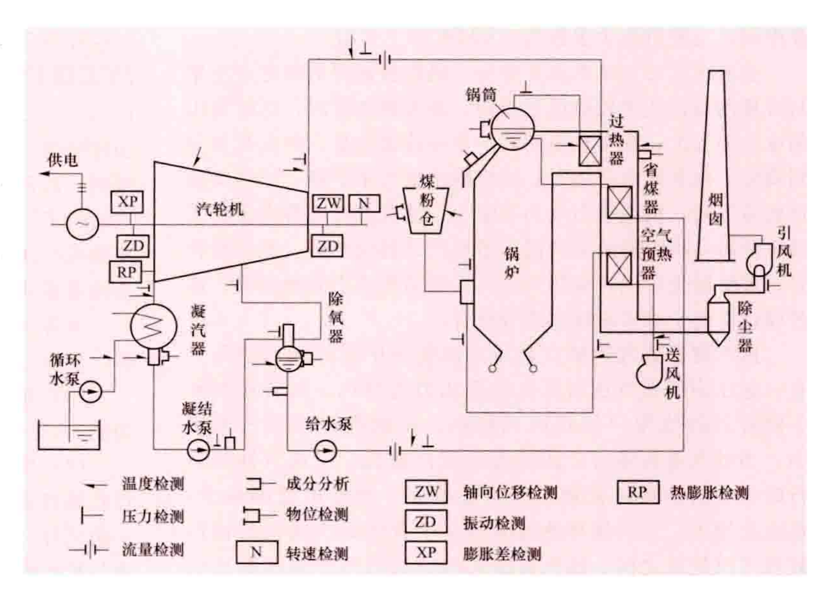
复原调试　将控制装置恢复到出厂时的状态和功能，主要工作是：①通信、预制及电源电缆等连接正确性检查；②接地、电源电缆绝缘电阻核查；③装置受电以及电源互为备用切换试验；④工程师站计算机恢复，应用软件安装、逻辑组态下载；⑤操作员站恢复，画面检查、调用等试验；⑥报警、打印等功能测试；⑦CPU冗余切换试验；⑧输入/输出信号（I/O）通道测试，模拟量信号测试精度。

冷态调试　在设备、系统起动前对控制系统进行功能校验和调整，主要工作是：①现场测量仪表校验调整；②检查系统连接的正确性；③检查测量仪表与检测系统量程、单位的一致性、正确性；④修正测量静差；⑤检查水位、流量测量计算和补偿回路正确性；⑥检查性能计算回路、测量信号超限报警、打印正确性和精度；⑦测量仪表的投运显示正确性检查和调整；⑧测量计算、补偿、性能计算、报警等参数正确性检查和调整。

热态调试　在热力设备、系统起动运行后对各项功能进行调整和试验。重点是模拟量控制系统和顺序控制系统的调试。

模拟量控制系统调试　主要工作：①执行机构校验、调整；②执行机构与控制系统联调试验；③检查设定值、调节器输出跟踪、手/自动无扰动切换试验；④控制方式切换试验，故障切手动、限制投自动、限制开度等逻辑保护试验；⑤与其他控制系统联调试验，如顺序控制系统（SCS）、炉膛安全监控系统（FSSS）、数字电液调节系统（DEH）、旁路控制系统（BPC），以及电气控制系统等；⑥调节回路参数的初步设置和静态计算；⑦调节系统投入自动状态后调节器参数调整及定值阶跃扰动试验和调整；⑧进行前馈、导前等信号的扰动试验和调整；⑨机组负荷变动试验时，对调节回路进行修正。

顺序控制系统调试　主要工作：①执行机构校验、调整和试验；②与其他控制系统接口、联络信号检查；③顺序启停允许条件、启停步序试验和调整；④子组级、组级、机组级顺序启停试验；⑤随设备、系统启停时，投入顺序控制，并确认顺序启停允许条件、步序、参数（如步序时间）等的合理性和正确性。



火力发电厂热工量检测示意图

regongliang jiance

热工量检测　(thermal parameter measurement)

热工过程有关参数的测量。通常的做法是，利用物理学的原理，借助适当的检测仪表把被测的热工量与用实验方法确定的测量单位进行比较，以求得被测热工量的单位数。

热工量　影响热工生产过程进行的各种参数，通常包括温度、压力（差压）、物位（液位及料位）、流体流量以及化学成分（包括烟气成分）等。作为火力发电厂热工过程的参数，还应包括汽轮机必须检测的机械量以及送入电厂及锅炉车间的煤量等参数。在火力发电厂中，随着控制系统应用范围的扩大、生产过程监视和控制集中度的进一步提高、机组容量的增大，以及应用新的工艺技术，需检测的热工量不断增多，需要安装大量检测仪表。过程参数在应用中普通用于表示热工量及其他参数。

理论研究中，温度、压力、流量、物位及速度等描述过程的参数使用变量、被测量或被测变量来描述。变量是指值可变且通常可被测出的量或状态。工程应用中，过程参数按其用途及重要性的不同，可分为主要参数、重要参数及次要参数。

主要参数　保障机组安全、经济运行必不可少的参数，如主蒸汽温度和压力等。缺少任一该类参数的检测都不允许工艺系统或设备投入运行，或只允许在短期内运行。

重要参数　经济分析或核算费用所需要的参数。缺少任一该类参数的检测，将无法掌握最经济的运行工况，因而影响系统效率或无法核算费用。如给煤量、厂用电率等。

次要参数　为分析主要参数和重要参数的问题而需要检测的相关参数，如金属温度，也称为一般参数。

图中给出火力发电厂1台机组大致需要检测的热工量的分布概况。1台1000MW燃煤机组的测点大约为10 000个，辅助系统的测点大约为4000个。

检测仪表　专门采集和测量热工量信息的仪表。根据功能可分为变送器、传感器或自身兼有检出元件和显示装置的仪表。传感器是感受被测量，并按一定规律将其转换成同种或别种性质的输出量的仪表，包括温度传感器，位移、角度、速度、加速度传感器，重量、力、力矩传感器，物性传感器。检出元件是直接响应被测变量，并将其转换成适于测量的元件或器件。热工量信息和检出元件输出信号之间的关系是固定的，不受外界影响。输出为标准化信号的传感器称为变送器，包括压力变送器、流量变送器、物位变送器等。

检测仪表按检测参数可分为一次仪表和二次仪表。直接安装在工艺管道、设备上，或测点附近，与被测介质有接触，测量并显示热工量信息或（和）将被测量转换后发送的仪表。如弹簧管压力表、玻璃管温度计和变送器等为一次仪表。接受由检测元件、传感器和变送器等一次仪表送来的电气或气动信号，并指示所检测的工艺参数量值的仪表为二次仪表。

化学成分作为特殊的参数，采用分析仪（即对固态、液态或气态样品或样品流进行化学分析或类似分析的仪表或装置）进行检测。用于检测液体的分析仪称为质量检测仪表，又称在线化学检测仪表。常用的化学分析仪有电导仪（电导率仪）、酸度计、溶氧表、钠度计、二氧化硅表、磷酸根表、溶解氢表及联氨表等。

参考书目

《工业自动化仪表与系统手册》编辑委员会．工业自动化仪表与系统手册．北京：中国电力出版社，2008.

regong yibiao yu kongzhi xitong anzhuang

热工仪表与控制系统安装　(installation of thermal instrument and control system)

与热力设备及其系统有关的热工仪表及控制装置的校验、安装、回路校验工作的总称。范围包括仪表检验、控制盘台与控制装置安装、取源部件与一次仪表安装、执行机构安装、管路敷设、电缆敷设与接线、回路校验等。

仪表校验　热工检测仪表在安装前应检验其精确度等级是否符合出厂标准，量程范围是否符合设计要求，并按照设定值进行校验。仪表校验应由持证上岗的专业热工计量人员

完成，粘贴合格标识并完成校验记录的编制。

控制盘台与控制装置安装　应有专业技术人员参与重要控制盘台、控制装置柜、计算机柜及其外围设备的出厂试验和验收；经现场开箱验收、土建交接验收和安装就位后，即可进行控制盘台、控制装置有关配套设备的安装和接线。计算机柜接地线应单独与接地网连接。电缆施工结束后应将底部孔洞严密封闭。

取源部件安装　取源部件安装包括定位、开孔、接管和无损检验等工作。取源部件直接与热力设备或管道连接，主要包括测温元件插座、取压短管、一次阀门、平衡容器等。应根据测量环境和参数选择合适的取源部件结构与材质；按设计或制造厂要求确定安装位置，如无明确要求，可根据工艺流程系统图中测点和设备、管道、阀门等的相对位置，按照测量的技术要求选定；测点开孔一般在热力设备和管道正式安装前或封闭前进行，应采用机械加工方法；插座、取压短管固定应采用焊接方式，取源部件安装应在主设备水压试验及系统冲洗前完成。

一次仪表与执行机构安装　主要分为一次仪表、汽轮机监视仪表等特殊测量设备和执行机构的安装等。①一次仪表一般在取源部件附近就地安装，应根据需要采取必要的防护、防冻和防爆措施，可适当集中布置，根据现场环境条件选用保温箱、保护箱和仪表架等不同的箱、架。②汽轮机转速、振动、轴向位移、膨胀等机械量测量仪表传感器按制造厂规定的位置和方法安装在设备本体上，传感器安装支架应有足够的刚性，传感器固定牢固。③执行机构的安装形式分直连式和底座式。角行程执行机构安装固定后，需配置连杆与控制机构连接，执行机构的开关全行程应与控制机构的全行程相对应，在 50% 开度时，执行机构和控制机构转臂应与连杆处于基本垂直位置。

管路敷设　仪表取样管、气源和气信号管、蒸汽伴热管、排污管等的放样、弯管、敷设、连接和固定工作的总称。主要安装工作分为管路的截取、弯制、连接和固定，仪表阀门的安装，排污管路的安装和管路严密性试验。管路弯制应用机械弯管机冷弯，连接可采用焊接或卡套接头方式，必须考虑主设备及管道的热膨胀，必要时应装设吸收热膨胀的弯头和固定支架；固定一般采用 U 型抱箍；仪表阀门安装包括一次、二次和排污阀门的安装；同一区域排污管应集中到装有漏斗或水槽的排污母管，引往地沟或疏水箱。管路安装后应进行管路严密性试验。当管路或仪表设备内介质在最低环境温度下易冻结或凝固时，应有可靠的伴热保温措施。

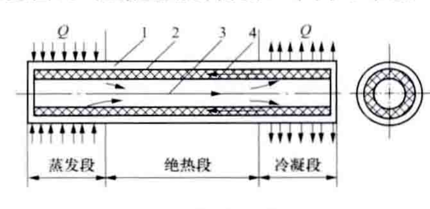
电缆敷设与接线　包括电缆敷设、整理固定、挂标志牌、绝缘检查和接线等安装工作。信号电缆、控制电缆和动力电缆应按顺序分层排列敷设（见电缆施工和二次回路接线施工）。

回路校验　仪表安装后应进行试验，确认其指示、动作正常；对于重要热工测量信号，应在就地加模拟信号测试整个回路精度或动作正确性；执行机构应进行就地调校和整套远方操作试验，开关操作方向、位置指示应与控制机构实际开度一致。

reguan

热管　(heat pipe)

由管壳、毛细多孔材料和工作液体组成的高效传热元件。将管内空气排出，注入液体以填满毛细材料中的微孔，密封后即成热管。管的一端为蒸发段，另一端为冷凝段（见图）。根据应用的需要，中间可布置一绝热段。蒸发段受热使毛细材料中的液体蒸发后流向冷凝段，在冷凝段受到冷却凝结成液体，液体在毛细力的驱动下沿多孔材料流回蒸发段，如此循环不已，热量由热管的蒸发端传至冷凝端。这种利用毛细现象使管内介质循环的热管主要用于航天飞行器的温度控制，也可用于地面工业设备。



热管原理图

1—热管壳；2—热管芯；3—蒸汽；4—液体

热管原理最早由美国人 R.S. 高格勒（Richard Slechrist Gaugler）于 1942 年提出。1964 年美国科学家 G.M. 格罗佛（George Maurice Grover）等独立地提出并制造了类似的元件，取名为“热管”，并首先用于航天飞行器。20 世纪 70 年代为了将热管技术用于地面工业，发展了不用毛细多孔材料而利用重力使液体从冷凝端流回蒸发端，从而简化了结构，降低了成本。将图示的热管中的毛细多孔材料除去，将蒸发段置于冷凝段的下方即成重力热管或称闭式两相热虹吸管。

由于热管是通过工作介质的相变吸热和放热来传递热量，并可在管中充少量惰性气体，通过压力变化以调节冷凝段的传热面积，因此热管具有以下特征：①高的传热能力；②高的等温性；③具有变换热流密度的能力；④具有恒温特性（可控热管）。

依工作温度范围的不同，热管可以分成深冷、低温、中温和高温等几种：

（1）深冷热管。工作温度范围为 0～200K，工作介质可用纯化学元素物质，如氦、氩、氮、氧等，或化合物，如乙烷、氟利昂等。

（2）低温热管。工作温度范围为 200～550K，工作介质可用氟利昂、氨、酒精、丙酮、水及有机物。

（3）中温热管。工作温度范围为 550～750K，工作介质有导热姆、萘、水银等。

（4）高温热管。工作温度在 750K 以上，工作介质为钾、钠、锂、铅、银等液态金属。

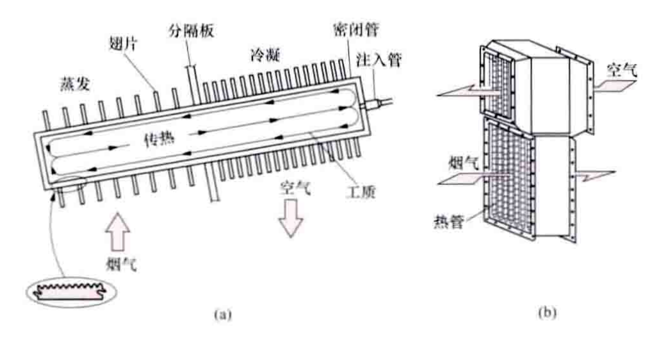
热管除用于航天技术外，还可用于工业余热回收（热管换热器），太阳能集热、电子器件冷却，等温设备中的等温插件以及测试和标定设备温度等方面。在电力工业中已应用于锅炉空气预热器。

reguan kongqi yureqi

热管空气预热器　(heat-pipe air heater)

以热管元件制成的空气预热器。它利用锅炉的烟气热量加热燃烧所需空气，工作原理如图所示。主要部件为热管管束、外壳和隔板。热管的蒸发段和凝结段被隔板隔开。隔板对热管管束起部分支撑作用，其主要功能是密封流道，防止烟气、空气两种流体相互渗透，因而漏风系数极小。热管空气预热器与一般管式预热器相比，可在热管的烟气、空气两侧加装肋片，传热过程得以强化；其次，将传统的烟气-空气的交叉流动改为纯逆流流动，提高了换热的对数平均温压；另外，

将烟气侧的管内纵向冲刷改为横向外掠绕流，可使该侧的平均换热系数提高约30%。



热管空气预热器原理

(a) 热管原理；(b) 热管空气预热器

电站锅炉上主要采用钢-水重力式热管。烟气横向冲刷热管元件蒸发段，管内工作液获得热量而蒸发，蒸汽在压差作用下流向热管上端。在此，管外受到冷空气逆流横向冲刷，工作液放出潜热而凝结。凝结液靠重力作用从冷凝段（空气侧）回流至热管下端蒸发段（烟气侧），再吸热蒸发、凝结，如此循环将烟气热量传给空气。可以通过调整热管元件加热段和放热段外表扩展受热面的大小等手段来调节管壁温度，使之高于烟气露点或避开最大腐蚀区，因而有效地减轻了低温段空气预热器的低温腐蚀、漏风及堵灰等问题，提高了锅炉运行的经济性和安全性。

钢-水重力式热管运行中存在钢-水的化学不相容性。所谓钢-水化学不相容性就是当水在以碳钢为热管元件的壳体内进行蒸发和凝结时，由于两者的化学不相容性将发生化学和电化学反应，产生不凝结气体（如 H_2），引起热管元件的传热恶化并使其失效。解决碳钢-水材料组合的化学不相容性是热管空气预热器应用的关键问题，它直接关系到热管空气预热器的使用寿命。另外，从外部工作条件考虑，由于热管的加热段处于烟气中，并受到横向冲刷，所以仍须关注磨损、积灰和腐蚀问题。

参考书目

李彦林．锅炉与热交换器传热强化．北京：中国电力出版社，2006.

rehuaxue shiyan

热化学试验 (thermo-chemical test) 将热工况和化学工况结合起来进行的试验。热化学试验的目的是研究影响锅炉蒸汽质量的诸因素，寻求获得纯净蒸汽和制定热力设备合理运行工况、炉水工况。蒸汽的质量既与水质（补给水、锅炉给水和炉水）有密切的关系，又与锅炉的型式、燃烧工况、锅内装置及运行参数有关。通过试验，对锅筒锅炉可以确定蒸汽质量与上述诸因素的关系，从而制订合理的工况和锅炉水质控制标准。

在以下情况下，一般应进行锅炉的热化学试验：①新安装的锅炉投入运行时；②锅炉补给水处理方式有较大变化时；③炉水处理方式改变，使炉水离子间比值发生较大变化时；④发现过热器和汽轮机叶片上积盐较多时；⑤提高锅炉出力或改变锅内装置时；⑥锅炉工作特性改变（如由带基本负荷改为调峰运行时）和锅炉热工况改变（如燃料的变化）时。此外，凝汽器长期泄漏、凝结水处理不正常、补给水水质经常不合格时都会影响水汽质量，也应进行热化学试验。

锅炉热化学试验内容　一般包括在锅炉额定工况下炉水最高允许含盐量的确定。通常以钠离子和二氧化硅作为控制指标：在锅炉额定工况、以炉水最高允许含盐量的70%～80%的条件下，做出锅筒水位以及水位的变化幅度对蒸汽质量的影响；在炉水最高允许含盐量的70%～80%的条件下，锅炉从最低容许负荷升至最高容许负荷过程中不同的稳定负荷以及负荷变化幅度对蒸汽质量的影响。此处还包括热工况、化学工况等和蒸汽质量的关系。对一台确定的锅炉而言，蒸汽湿分随锅炉负荷增大而增加，当达到临界负荷时，蒸汽湿分就急剧增大，使蒸汽质量恶化，故锅炉运行时的最大负荷应低于临界负荷；锅筒水位增高后，蒸汽空间高度相对减小，汽水自然分离的距离缩短，增大了蒸汽的湿分；锅炉运行压力骤然降低，引起剧烈蒸发，蒸汽湿分也随之增大。这些运行工况的综合参数为蒸发面负荷，即蒸发强度，它指单位时间内，单位面积蒸发面所产生的蒸汽容积量[$m^3/(m^2 \cdot h)$]，亦即蒸汽穿过蒸发面的流速。当锅炉负荷、压力剧变时，蒸发强度则随之骤变，导致锅水强烈沸腾，增强水滴的携带。随着炉水浓度（含盐量）增加，虽然蒸汽湿分基本没有变动，但蒸汽中杂质含量上升，当炉水达到临界浓度时，则蒸汽大量带水，使蒸汽中杂质急剧增加。这表明蒸汽品质不仅和锅炉运行工况、锅内装置等有关，还和炉水的含盐量、组成、pH值乃至锅炉参数有关。因此，应该通过热化学试验确定每台锅炉的临界负荷、压力、水位和炉水浓度（高压及以上锅炉包括硅化合物），以及其他与保证蒸汽质量有关的条件。

热化学试验的方法　锅炉开始进行这种试验时，是在影响蒸汽质量的诸因素中，选定并变动一个因素，固定其余因素，检测蒸汽质量，然后再对其他诸因素依次进行试验。对于锅筒锅炉一般先做炉水浓度试验。保持锅炉负荷、压力为额定值，维持中间水位，关闭排污，使炉水浓度缓慢上升（如果炉水浓度上升太慢，可利用炉内加药系统或给水加药系统向炉内加入与炉水等成分杂质）。当上升到某一浓度发现蒸汽质量超标时，停止炉水浓缩，打开连续排污至蒸汽质量刚合格时，此时的炉水浓度为最高允许含盐量。锅炉负荷试验是在炉水最高允许含盐量的70%～80%、锅筒中间水位的条件下进行改变负荷大小与波动速率的试验。锅筒水位等因素的试验，与此相仿。热化学试验除初始的全面试验外，还可根据需要进行各种单项试验。

中国火电厂均采用除盐水作为锅炉补给水，大容量机组一般设置凝结水净化系统，锅炉给水水质有了很大提高，炉水盐类浓度大幅度下降，蒸汽质量明显改善。但是随着锅筒运行压力的增高，蒸汽的溶解携带和机械携带都明显增强，机组蒸汽通流部分积盐现象仍然比较严重。因此，对于亚临界压力锅筒锅炉而言，热化学试验是一项必做试验项目。

rejueyuan

热绝缘 (thermal insulation) 借助于增加热阻以削弱热量传递的技术措施。热工设备中通常是在传热壁面上附加一层低导热系数的辅助层来增加热阻，该辅助层就是热

绝缘层。热绝缘的措施和材料是根据不同的技术要求和经济性选择的。

中国国家标准规定，平均温度不高于350℃、导热系数不大于0.12W/（m·K）的材料称为热绝缘材料，或称保温材料、隔热材料。热绝缘材料有很多种，例如石棉、软木、锯屑、岩棉、矿渣棉、微孔硅酸钙、膨胀珍珠岩、膨胀蛭石和泡沫塑料等。热绝缘材料都是多孔体或纤维性材料，孔隙中充以空气或其他低导热介质，使材料具有良好的隔热性能。在选择热绝缘材料时，还必须注意材料的力学性能、耐高温能力和吸收水分的能力。

对于热力管道，增加其热绝缘层的厚度会提高导热热阻，但是绝缘层厚度的增加使外侧对流换热的表面积增大，因而会减小对流换热热阻，所以加厚绝缘层并不一定能提高总热阻，减少热损失。在给定的热绝缘材料（即给定材料导热系数λ）和对流换热系数h的条件下，相应于总热阻为最小时的管道绝缘层外径称为临界热绝缘直径，它等于$2\lambda/h$。在管道热绝缘设计中，管道热绝缘层的外径必须大于临界热绝缘直径。临界热绝缘直径一般在20～30mm，大多数热力管道的外径已超过此值，在此情况下增加热绝缘层厚度总是有效的。类似地，球壁的临界热绝缘直径为$4\lambda/h$。在热绝缘的设计中，热绝缘层外表面温度和热损失的上限值在国家标准中都有一定的要求和限制。

为了储存液氢、液氦等超低温液体，需利用特殊的热绝缘结构。它由多层间隔的高反射率材料组成，整个系统被抽成真空，这样既利用遮热板的原理大大削弱层间的辐射换热，又减少了空气的导热和对流。这种超级热绝缘材料的导热系数可以低到0.3mW/(m·K)。

参考书目

［美］霍尔曼．传热学．4版．马庆芳，等译．北京：人民教育出版社，1979（Holman J P. Heat Transfer. 4th. ed., New York：McGraw-Hill.，1976）.

reli fuhe

热力负荷

（heat load） 供热系统的热用户或用热设备单位时间内所需的热量，简称热负荷，单位为GJ/h。热负荷的准确性是热电厂安全经济运行的基础，建设热电厂时必须详细调查核实热负荷，投产以后要积极发展热负荷，以保证供热机组有较高的热效率。

分类 一般分为生产工艺、供暖、通风空调和供热水等四类。

(1) 生产工艺热负荷为生产工艺过程中用热设备的热负荷，一般与气象条件关系不大，为常年需要的热负荷。

(2) 供暖热负荷为供暖期内维持房间在要求温度的热负荷，属季节性热负荷。

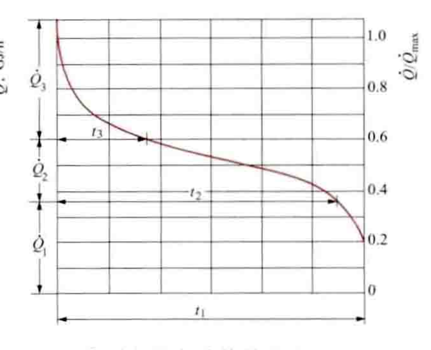
(3) 通风空调热负荷为加热或冷却从通风、空调系统进入建筑物的室外空气的热负荷。

(4) 热水供应热负荷为生活及生产耗用热水的热负荷。

热负荷持续曲线 根据具体情况，对收集到的热负荷进行整理和汇总，算出整个供热区域内的全部热负荷，绘制成热负荷持续曲线。热负荷持续曲线分为典型日（月）热负荷持续曲线和年热负荷持续曲线。

在汇总热负荷时，要考虑同时使用系数和热负荷变化系数等因素。

(1) 同时使用系数（或同时率）。统计生产工艺热负荷时考虑全部用热设备不能同时出现最大热负荷而引入的一个不大于1的系数（一般为0.7～1），表示全部用热设备运行时实际最大的热负荷与各用热设备最大热负荷总和的比值。在供热系统中，不同企业、生产班制、工艺流程的用热性质不同，在统计热负荷总量时一定要考虑同时使用系数。



典型年热负荷持续曲线

(2) 热负荷变化系数（或负荷率）。考虑用热量在一昼夜内不均匀性变化而引入的一个不小于1的系数，等于一天之内最大热负荷与平均热负荷之比。如按年考虑，则年热负荷变化系数等于全年最大热负荷与平均热负荷之比。

典型的年热负荷持续曲线如图所示。左边的纵坐标是热负荷的绝对值（GJ/h），右边的纵坐标是热负荷的相对值，横坐标是时间（h）。

reli guocheng

热力过程

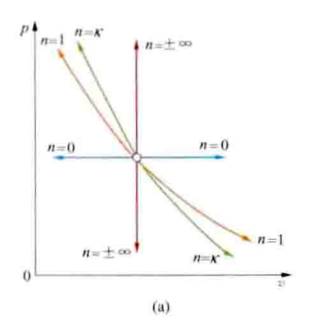
（thermodynamic process） 工质热力状态发生变化的过程。热力过程的发生必然伴随着部分或全部热力状态参数的变化。热力过程中热力状态参数间的函数关系称为过程方程，它是过程特性的表述。研究热力过程就是为了导出过程方程或初、终态的状态参数关系式，以及系统与外界功和热量的交换。这些都是分析计算热力过程和热力循环所必需的。实际发生的热力过程往往很复杂。根据需要和可能，人们常把实际热力过程加以理想化，以便于分析和计算。

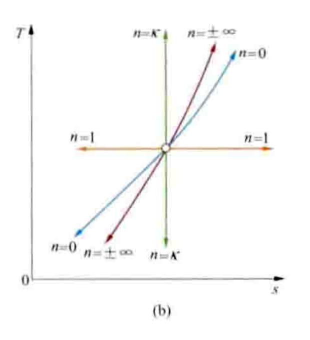
平衡态与准静态过程 在不受外界影响（重力场除外）的条件下，系统的状态参数不随时间变化，则系统的状态称为平衡态。平衡状态下系统的状态可用确定的状态参数来描述。而一切能量的交换必然伴随着平衡的破坏，因为只有工质内部以及工质和外界之间有温度、压力或密度等的不平衡，才能促使工质状态改变趋于平衡，所以实际过程中的每个瞬间都是不平衡的。但是工质有自动恢复平衡的特性，特别是气态工质，自动恢复平衡的速度远快于过程进行的速度，所以当使系统状态改变的不平衡势差无限小，以致该系统在状态改变过程中的任意时刻均无限接近于某个平衡态，则该过程称为准平衡过程或准静态过程。大多数实际设备中进行的过程都满足准静态过程的条件，所以可以借助于准静态过程的概念用状态参数坐标图来研究实际设备中的热力过程。

可逆过程 工质经历一个热力过程之后，如果能够按相反方向经历其原来经历的所有热力状态回复到其原始的状态，使工质和外界都回复原来的状态，而不留任何痕迹，则该热力过程叫可逆过程。无耗散的准静态过程就是可逆过程。

热力过程方程 对于热力学中最常见的简单可压缩系统，即与外界之间只交换热量及一种准静态功的系统，两个

独立的状态参数就能确定其热力状态。因此，任选两个独立的状态参数分别作为纵坐标和横坐标，则系统的任一平衡态都可以在该坐标平面上表示为一个点，而准平衡过程则可用一条连续的曲线来表示，此曲线叫该过程的热力过程曲线。热力学中常用的坐标图有压力 p 为纵坐标而比体积 v 为横坐标的 p-v 图［见图（a）］、温-熵（T-s）图［见图（b）］、焓-熵（h-s）图等。表征热力过程中状态参数之间关系的数学式称为热力过程方程，如：$p=f(v)$ 等。





理想气体典型热力过程曲线

（a）$p-v$ 图；（b）$T-s$ 图

典型热力过程　典型的热力过程有等压过程、等容过程、等温过程以及等熵过程，它们是热机或其他热力设备中常见热力过程的理想化。压力维持恒定的热力过程叫等压过程。比体积维持恒定的热力过程叫等容过程。温度维持恒定的热力过程叫做等温过程。如果工质在整个过程进行中不与外界交换任何热量，则称为绝热过程。可逆的绝热过程中，工质的比熵必维持恒定，所以这种绝热过程称为等熵过程。

定比热理想气体等熵过程的过程方程是 $pv^{\kappa}=$定值，式中 p、v 分别表示压力、比体积；κ 为等熵指数，为比定压热容 c_p 与比定容热容 c_V 的比值，也称比热比。

多变过程　过程方程为 $pv^{n}=$定值的热力过程，其中 n 在过程进行中保持为某一常数，叫做多变指数。

多变过程是典型热力过程的综合与推广，不同的 n 值对应着不同的热力过程，比如：等容过程 $n=\infty$；等压过程 $n=0$；等温过程 $n=1$；等熵过程 $n=\kappa$。n 可能在 $\pm\infty$ 之间取任意确定的数值。所以典型热力过程是多变过程的特例。理想气体典型热力过程的过程曲线如图所示。理想气体典型热力过程初终态参数间的关系列于表中。

理想气体典型热力过程

过程名称	过程方程	初终态参数间的关系
等容过程	$v=$定值	$\frac{T_2}{T_1}=\frac{p_2}{p_1}$
等压过程	$p=$定值	$\frac{T_2}{T_1}=\frac{v_2}{v_1}$
等温过程	$pv=$定值*	$\frac{p_2}{p_1}=\frac{v_2}{v_1}$
等熵过程	$pv^{\kappa}=$定值*	$\left(\frac{p_2}{p_1}\right)=\left(\frac{v_1}{v_2}\right)^{\kappa}$ $\frac{T_2}{T_1}=\left(\frac{v_1}{v_2}\right)^{\kappa-1}$ $\frac{T_2}{T_1}=\left(\frac{p_2}{p_1}\right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}}$
多变过程	$pv^{n}=$定值*	$\left(\frac{p_2}{p_1}\right)=\left(\frac{v_1}{v_2}\right)^{n}$ $\frac{T_2}{T_1}=\left(\frac{v_1}{v_2}\right)^{n-1}$ $\frac{T_2}{T_1}=\left(\frac{p_2}{p_1}\right)^{\frac{n-1}{n}}$

* 只适用于理想气体。

reli shebei jinshu fushi fanghu

热力设备金属腐蚀防护

（metal corrosion prevention of thermal power equipment）　采用介质处理、材料选择、施加保护层和其他物理化学方法，防止热力设备金属腐蚀损坏的技术。

火电厂热力设备的金属材料主要有碳钢、合金钢和有色金属，在与水、汽或气体等介质接触时，其中含有的腐蚀性杂质会引起金属的腐蚀。金属的温度、应力及介质的流动条件超出规定范围，以及金属表面附着能引起腐蚀的沉积物时，也会引起金属的腐蚀损坏。在水、汽系统中通常采用的防护技术有：合理设计和选用材质、介质处理、施加保护层、电化学保护和清除金属表面沉积物等。烟气系统的防护问题见高温烟气腐蚀和低温烟气腐蚀，燃气轮机的防护问题见燃气轮机叶片腐蚀。

合理设计和选用材质　设计上要避免电位差大的不同金属连接；防止结构部件产生过大的静应力和交变应力；避免金属材料有较大内应力；防止形成局部流速和温度过高的部位以及形成闭塞的缝隙等。要选用耐蚀的材料，并要从使用寿命和投资等方面综合地合理选材。

介质处理　包括防止腐蚀性物质进入和添加各种腐蚀缓蚀剂两个方面。前者有锅炉补给水除盐和去除有机物、凝结水净化、给水除氧等。后者有调节水质 pH 值，在特定条件下，在超纯水中加氧处理，添加缓蚀剂、杀菌剂和阻垢剂等。防止大气腐蚀可采用除去空气中的湿分和添加缓蚀剂的方法。

施加保护层　首先是在金属表面形成稳定的氧化保护膜，如设备投运前或初期，进行化学清洗和钝化；其次是在金属表面施加保护层，如凝汽器铜管表面采用硫酸亚铁处理形成异相保护膜，一些箱罐、管板和管道内表面涂层、衬胶、金属喷镀和喷涂塑料等，都可起到隔绝腐蚀性介质的作用。

电化学保护　在凝汽器水室安装牺牲阳极或用恒电位装置外加保护电流，防止水室、管板和管端等金属的腐蚀。对接触海水或咸水的管道和设备，也可采用电化学保护法。

清除金属表面沉积物　沉积物会使金属表面的不同部位产生电位差而引起腐蚀，沉积物还可使水中腐蚀性盐类浓缩，引起金属腐蚀。此外，沉积物还会改变水的流速和流向，发生冲击腐蚀。根本的措施是做好介质处理，防止沉积物的形成。对已附着的沉积物，可用化学清洗或机械方法清除。

reli shebei tingyong baohu

热力设备停用保护

（lay-off conservation of thermal power equipment）　防止热力设备在停用期间内表面金属腐蚀的技术。在热力设备停用期间，其金属表面若不加保护，在潮湿的大气作用下，会遭受腐蚀，因此停用保护主要是防止潮湿大气腐蚀。通常采用阻止空气进入热力设备内部、降低热力设备内部的湿度及添加缓蚀剂等三类保护方法。

阻止空气进入法　热力设备停用时，设备内部的压力和温度逐渐下降，蒸汽凝结，空气从设备的不严密处渗入内部，使氧溶解在水或水膜中，引起金属的腐蚀。阻止空气进入的方法有保持蒸汽压力法、保持给水压力法及充氮法等。保持蒸汽压力法是保持锅炉蒸汽压力大于 0.5MPa。保持给水压力法是锅炉受热面充满运行水质条件的给水，并保持锅

内给水压力 0.5～1.0MPa。充氮法是热力设备充满氮气，氮气为惰性气体，不和钢铁反应，还可阻止空气进入锅内。

降低湿度法 金属的大气腐蚀与相对湿度有着密切关系。一般金属遭受大气腐蚀的临界湿度为 60%左右。因此，应使设备内部大气的相对湿度小于 60%。降低热力设备内部湿度的方法有热炉放水余热烘干法、负压余热烘干法、邻炉热风烘干法、热风干燥法及干风干燥法等。

热炉放水余热烘干法 锅炉停运后，压力降至锅炉制造厂规定值时，迅速放尽锅内存水，利用炉膛余热烘干锅炉受热面。固态排渣锅筒锅炉，当锅筒压力降至 0.6～1.6MPa，迅速放尽炉水；固态排渣直流锅炉，在分离器压力降至 0.8～2.4MPa 时，迅速放尽炉内存水；液态排渣锅炉可根据锅炉制造厂要求执行热炉带压放水。

负压余热烘干法 锅炉停运后，压力降至锅炉制造厂规定值时，迅速放尽锅内存水，然后立即对锅炉抽真空，加快锅内湿气的排出，提高烘干效果。可设计安装专用锅炉抽真空系统，但是现代大型锅炉一般采用凝汽器抽真空系统通过一、二级起动旁路对锅炉抽真空。

邻炉热风烘干法 锅炉在热炉放水后，炉膛温度降至 105℃时，向炉膛内送入 220～300℃的邻炉热风，继续烘干，直至锅内相对湿度小于 70%或等于环境相对湿度为止。

干风干燥法 将常温空气通过一专门的除湿机除去空气中湿分，产生常温干燥空气。将干风通入热力设备，除去热力设备中的残留水分，使热力设备表面达到干燥而得到保护。干风干燥特点是采用常温空气，因而设备内部处于常温状态，有效减轻因为温度降低引起相对湿度升高而发生锈蚀。与热风干燥相比，干风干燥所消耗的能量要少得多。干风干燥，首先需要放尽残留水汽，然后接通干风系统，起动除湿机，对热力设备进行干燥。在停（备）用保护期间，维持各排气点的相对湿度 30%～50%，并由此控制除湿机的启停。

添加缓蚀剂法 添加缓蚀剂使金属表面生成保护膜或阻止电化学腐蚀过程的进行。主要有氨水碱化烘干法、氨-联氨钝化烘干法、氨-联氨溶液法和成膜胺法。

氨水碱化烘干法 给水采用加氨处理和加氧处理机组，在机组停机前 4h，停止给水加氧，加大精处理出口和除氧器出口给水氨的加入量，提高热力系统 pH 值至 9.4～10.0，然后热炉放水，余热烘干。

氨-联氨钝化烘干法 锅炉停炉前 2h，利用给水、炉水加药系统，向给水、炉水加氨和联氨，提高 pH 值和联氨浓度，在高温下形成保护膜，然后热炉放水，余热烘干。根据停用时间的长短确定省煤器入口给水或炉水联氨的浓度在 30～500mg/L；氨调整 pH 值的范围是：无铜系统给水 pH 值为 9.4～10.0，有铜系统给水 pH 值为 9.0～9.2。

氨-联氨溶液法 机组停运后，放尽存水。用除盐水配制含氨量为 500～700mg/L 的溶液或含联氨量为 200mg/L（用氨水调整 pH 值至 10～10.5）的氨—联氨保护液。然后用泵将保护液加入待保护的热力设备，并充满热力设备。

成膜胺法 机组滑参数停机过程中，当锅炉压力、温度降至合适条件时，向热力系统加入成膜胺（一种长链有机胺类物质，如十八胺、咪唑啉等），在热力设备内表面形成一层单分子或多分子的憎水保护膜，从而达到阻止金属腐蚀的目的。成膜胺法不适用于超临界压力和加氧处理的机组，有凝结水除盐的机组采用成膜胺时应注意成膜胺对离子交换树脂的影响。

停用保护方法的主要选择影响因素是机组的参数和类型，机组给水及炉水处理方式，停（备）用时间的长短和性质，现场条件，可操作性和经济性。停用时间一般分为少于 3 天，少于 1 周，少于 1 个月，少于 1 季度及大于 1 季度五档。按停用保护时间一般选择是：少于 3 天的宜选用热炉放水余热烘干法，蒸汽压力法和给水压力法。少于 1 周至 1 个月的，宜选用负压余热烘干法、邻炉热风烘干法、氨水碱化烘干法、氨-联氨钝化烘干法、成膜胺法、充氮法；少于 1 季度的宜选用氨水碱化烘干法、氨-联氨钝化烘干法、成膜胺法、联氨-氨法、充氮法；大于 1 季度的应选用干风干燥法、充氮法、氨水碱化烘干法、氨-联氨钝化烘干法、成膜胺法和联氨-氨法。

reli shebei yunxing zhong fushi fanghu

热力设备运行中腐蚀防护 (corrosion prevention of thermal power equipment during operation) 防止热力设备在高温、高压、高热负荷和高流速等运行条件下产生腐蚀的技术。

从本质上说，钢铁在无杂质的水、汽中是不稳定的，只有在表面形成良好的保护膜，防止水汽和金属的反应，才能稳定。铜在含氧的水中，也是靠保护膜起防腐蚀作用的。保护膜是金属和水汽反应自然形成的。膜的质量取决于形成时金属表面的状态和环境。良好的保护膜一旦形成后，金属在水汽中的腐蚀就受到抑制。若由于水质不佳，金属表面不清洁等原因使形成的保护膜不完整、不致密，或良好的保护膜由于外因受到破坏，水汽和金属的反应就会继续，腐蚀便会发生。因此，一切破坏保护膜的因素，均认为是引起腐蚀的因素。热力设备在运行中的腐蚀防护，就是在运行条件下，消除这些破坏保护膜的因素。

防止热力设备在运行中的腐蚀，一般可采用减少水汽中的腐蚀性物质和合理调节水质，减少金属表面上的沉积物及在金属表面形成完整保护膜等措施。

减少水汽中的腐蚀物质和合理调节水质 锅炉给水中的腐蚀性杂质主要有溶解氧、二氧化碳、氯化物、硫酸盐和有机物等。对于碳钢而言，溶解氧是具有腐蚀和钝化双重作用的气体，二氧化碳则是腐蚀性气体杂质。水质不纯时，氧会腐蚀给水管道、热交换器、回水管路等；二氧化碳会腐蚀凝结水管道和疏水管道，使大量腐蚀产物进入锅炉。氯离子会增加水的腐蚀性，尤其对奥氏体钢的腐蚀更为严重。炉水中氯根和硫酸根所占的比例较大时，会引起中性盐腐蚀。有机物在高温下会分解出有机酸，若有机酸随蒸汽进入汽轮机，会引起酸腐蚀。因此可采用给水除氧，给水加氧、调节给水 pH 值，合理进行炉水处理，保持凝汽器的严密性，防止酸性盐漏入给水等方法来防护。

锅炉给水除氧 对于无凝结水处理系统、给水水质纯度不高、低压加热器管是铜合金的机组，采用热力除氧器，将给水溶解氧降至允许值，并用化学除氧剂辅助除氧。（见给水除氧）

给水加氧　对于带有凝结水处理系统，处理后出口水质纯度高，省煤器入口给水的氢电导率小于 0.15μS/cm，在处理出口和除氧器出口加入适量的溶解氧，并控制给水适当的 pH 值，进行加氧处理，能促进锅炉给水及疏水系统形成良好的保护膜，抑制这些系统的流动加速腐蚀，降低进入锅炉的腐蚀产物（见加氧处理）。

调节锅炉给水 pH 值　通常采用加氨提高给水 pH 值。为减少铁的溶出，在 AVT（O）和 AVT（R）运行方式下，无铜系统给水 pH 值应提高到 9.2～9.6，凝汽器为铜管时，给水 pH 值应为 9.1～9.4。低压加热器是铜合金时，由于铜合金的最佳 pH 值范围是 8.5～8.8，为减少铜溶出，因此应采用二级加氨，凝结水泵出口加氨至 pH 值为 8.5～8.8，除氧器出口加氨至给水的 pH 值为 8.8～9.3。加氧处理时，也有其规定的 pH 值，湿冷机组无铜系统的给水 pH 值一般为 8.0～9.0，碳钢直接空冷机组给水 pH 值控制在 9.0～9.6，铝散热器间接空冷机组采用中性加氧处理，给水 pH 值7.0～8.0。

进行合理的炉水处理　目的是防止锅内形成沉积物和在沉积物下由于炉水杂质高度浓缩而破坏保护膜。（见炉水处理）

防止有机物和酸性盐漏入给水　①加强锅炉补给水处理，并防止质量不合格的除盐水进入锅炉，引起锅炉和汽轮机的酸腐蚀。②提高凝汽器的严密性，及时堵漏，特别是要防止海水（氯化镁、氯化钠等）进入锅内，引起酸性腐蚀和氢脆。③采用合适的凝结水处理系统，对凝结水进行全流量处理，保证给水的水质。④对热网回水进行监督，避免不合格的热网回水直接进入锅炉。⑤给水泵、凝结水泵等密封水采用除盐水，避免不合格水通过密封处漏入锅炉。⑥避免精处理离子交换树脂、粉末树脂以及汽轮机润滑油漏入锅炉。

减少金属表面上的沉积物　锅炉受热面上积有多孔沉积物，会使炉水中的盐类在沉积物下浓缩至很高浓度，引起金属腐蚀；凝汽器铜管内壁上的沉积物也会引起铜管的局部腐蚀。机组起动时，通过冷态、热态冲洗，提高水汽品质，防止起动阶段水质不合格所导致沉积物大量形成；在机组运行中，通过优化给水处理方式，减少给水中的金属氧化物，从而减少锅炉受热面沉积物，锅筒锅炉通过排污，降低炉水杂质含量，减少沉积；机组停机时，对锅炉、高压加热器及凝汽器及时化学清洗除垢，并采用合适的停用保护措施是减少沉积物的有效手段；防止凝汽器泄漏、采用凝结水处理、进行冷却水防垢处理等方法也可减少金属表面上的沉积物。

金属表面形成保护膜　维护适当的给水、炉水处理方式，可在锅炉金属内表面形成良好的保护膜；凝汽器铜管表面可采用形成良好的初期保护膜和形成硫酸亚铁异相膜，以及减少金属的过大应力及添加缓蚀剂等方法提高耐蚀性；采用容易钝化的耐蚀合金如不锈钢、钛也是现行普遍采用的一种手段。

凝汽器铜管表面形成初期保护膜　凝汽器投运初期，连续通入清洁的冷却水，并保持流速不低于 1m/s。在凝汽器暂时停用时，不得将冷却水静置封闭在凝汽器内。

硫酸亚铁成膜　在冷却水中加入硫酸亚铁，保持出口水 Fe^{2+} 约 1mg/L。每天加入 1h，即能在凝汽器铜管表面形成 γ—FeOOH 异相保护膜；铜管酸洗后，通过加入大剂量的硫酸亚铁，Fe^{2+} 约 50mg/L，pH：5.5～6.5，72h 后也能在凝汽器铜管表面形成保护膜。

减小金属的过高静应力和交变应力　热力设备按运行规程启停，避免金属部件产生较大温差和温度变化，防止保护膜损坏。

reli xitong

热力系统　（thermal power system；steam/water flow system）　火力发电厂为实现输送发电生产过程中传递热量的蒸汽或水等工质，将各相关热力设备通过管道连接的工作组合系统，又称为汽水系统。

热力系统应根据火力发电厂已确定的机组容量、类型及特定的运行方式进行优化设计，选配各种辅助机械和设备的容量、参数、台数，汽水管道的管径、阀门的型式和数量等，获得在给定运行方式下的最佳匹配，以达到较好的运行经济性、可靠性、灵活性，以及应付事故或异常工况的能力。供热式电厂还需根据热力负荷的性质和特点，选择供热方案和载热介质，确定供热设备和系统。管道的直径选择和布置应保证设备间压力降值不大于允许值，管道的自身应力和对设备的推力应在允许范围之内。

热力系统组成　凝汽式发电厂的热力系统由锅炉本体汽水系统、汽轮机热力系统、机炉设备间连接管道系统和全厂公用汽水系统四部分组成。供热式电厂还包含热网加热站系统。

锅炉本体汽水系统　包括锅炉本体的汽水循环系统、给水调节控制回路、过热和再热蒸汽调温水系统及排污水、疏放水系统等。其系统连接和要求由锅炉制造厂提供。

汽轮机热力系统　由汽轮机回热系统、凝汽系统、汽封汽系统、本体疏水系统等相关设备、管道组成，中间再热机组还设置有汽轮机旁路系统。其系统连接和要求由汽轮机制造厂提供。

机炉设备间连接管道系统　锅炉、汽轮机设备之间连接或通过附属机械输送连接的汽水系统。包括主蒸汽、低温再热蒸汽（冷段）、高温再热蒸汽（热段）、主给水、凝结水等管道系统。每个系统由管道、阀门，以及排气、疏放水等辅助管道与附件组成。

全厂公用汽水系统　全厂多台机组公用或与辅助车间连接的汽水系统。如机组起动用汽、燃油加热和采暖用汽等有关设备及管道组成的辅助蒸汽系统及补充水系统等。新建电厂为解决起动用汽，常设置起动锅炉向公用蒸汽系统供汽。

热网加热站系统　供热式电厂向热力用户提供蒸汽或热水的有关设备及其管道的连接系统。（见供热系统）

热力系统图　显示工质在蒸汽动力装置中的循环流动和热量分配，将发电厂热力设备及其管道、附件等按生产流程连接的线路图。按不同应用目的和编制方法，热力系统图可分为原则性热力系统图、全厂性热力系统图和分部性热力系统图。

原则性热力系统图　以规定的符号表示工作介质按热力循环顺序所流经的各热力设备间的相互联系和能量转换过程。原则性热力系统图主要用于计算生产流程中各设备和管道的介质流量和参数，并进行热力经济指标计算，选定热力系统各主辅设备，并确定系统的热经济性和能量利用的完善程度。主设备制造厂提供的热平衡图就是根据原则性热力系统进行计算的。典型的 600MW 机组原则性热力系统图见图。

600MW机组原则性热力系统图

全厂性热力系统图　根据原则性热力系统所规定的原则和内容，充分考虑电厂生产的连续性、安全性、可靠性和灵活性后所表示的实际热力系统。全厂性热力系统图全面显示火电厂所有热力设备、管道和附件的连接及工作流程，反映各种工况（包括事故、检修）下的运行方式，为管道布置设计的依据。对于小型机组，其热力系统相对简单，又多采用母管制，通常用全厂性热力系统图即可全面表示全厂汽水系统。

分部性热力系统图　将全厂性热力系统分解为若干汽、水系统功能相同的设备、管道连接分部热力系统图，也称子系统图。大型机组的全厂性热力系统相对庞杂，各系统又基本为单元制，一般分解为汽轮机本体，主蒸汽、再热蒸汽、高低压旁路，回热抽汽，凝结水，主给水，辅助蒸汽，厂内循环水，开闭式冷却水，锅炉疏放水等系统图。在分部热力系统图中，要求详细表示出有关机械设备和管道的连接，标注管道、附件等主要规格。当分部系统图内按运行监控的需要加注检测仪表（压力、温度等）的符号和说明时，又可被称为管道和仪表图（piping and instrumentation diagram，PID）。

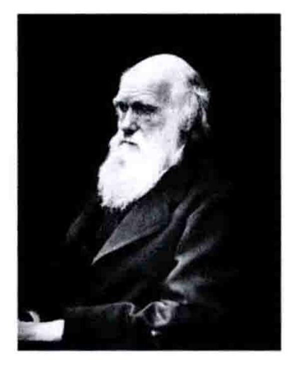
relixue

热力学　(thermodynamics)　研究各种不同能量之间（特别是热能与其他能量之间）相互转换的规律，以及热能与物质性质之间的关系的学科，是热学理论的一个方面，物理学的一个分支。热力学着重研究物质的平衡状态以及偏离平衡状态不大的物理、化学过程，已扩大到对非平衡态过程的研究。

发展简史　在18世纪以前，人类对热只有一些极为粗略的认识。1714年华氏（Daniel Fahrenheit）温标确定以后，热学才开始走上实验科学的道路。并由此产生了一种专为解释实验结果的热的学说——“热质说”。“热质说”认为热是一种特殊的、无重量的、不生不灭的、可以透入一切物体的东西，称为热质：一个物体是热还是冷，就看它所含热质的多少；冷热两个物体相接触时，热质便从热物体流入冷物体。热质说是一种错误的学说，它的最大缺点是不能解释摩擦生热现象。1799年，英国人H. 戴维用两块冰摩擦使冰融化，证明热质是不存在的。

热质说相对立的学说是“热动说”，认为：热为一种运动的表现形式。俄国科学家M. B. 罗蒙诺索夫（Михаил Васильевич Ломоносов，1711—1765）早在1744年和1760年就反对了当时盛行的“热质说”，奠定了物质分子运动论的基础，后来还提出运动守恒概念。但是热质说在当时占统治地位，罗蒙诺索夫的工作并没有受到重视。

1842年，德国J. R. 迈尔（Julius Robert von Mayer，1814—1878）最先提出热与功相当的说法，并提出了能量守恒理论，认定热是能的一种形式，可与机械能相互转化。他还从空气的比定压热容和比定容热容之差计算出“热的功当量”。但直接用实验确定热功当量证明能量守恒定律的是J. P. 焦耳（James Prescott Joule，1818—1889，见图1），他于1840年发表电热当量。1842年以后，他用各种方法求得热功当量，所得结果完全一致。到1850年，他的实验结果已使科学界彻底抛弃了“热质说”，而公认能量守恒为自然界的规律，从此建立了热力学第一定律。


图1　J. P. 焦耳

1766年俄国И. И. 波尔祖诺夫（И. И. Ползунов）、1784年英国J. 瓦特（James Watt，1736—1819，见图2）先后发明了蒸汽机，生产的发展需要进一步改进蒸汽机的工作效率。于是，1824年，法国S. 卡诺（Sadi Carnot，1796—1832）首先指出热机的效率是有限的，发表了著名的卡诺定理，指明工作在给定温度范围的热机所能达到的最高热效率。这实际上就是热力学第二定律的内容。

1848年，英国开尔文（Lord Kelvin，原名William Thomson，1824—1907）根据卡诺定理制定了热力学温标。1850年德国R. 克劳修斯（Rudolf Clausius，1822—1888）、1851年开尔文又分别对卡诺定理进行了分析，为了证明卡诺定理，必须根据一个新的原理，这就是热力学第二定律。


图2　J. 瓦特

1850～1854年，克劳修斯根据卡诺定理提出并发展了熵的概念。热力学第一定律和第二定律的建立，正式奠定了热力学的理论基础，形成了热力学这门学科。1906年德国W. 能斯特（Walter Nernest，1864—1941）根据低温下反应的许多实验事实总结出一个热定理，后来人们称为热力学第三定律。这一定律的建立，确定了熵的基准，使热力学理论更臻完善。1931年L. 昂萨格（Lars Onsager，1903—1976）确立的Onsager倒易关系，以及1969年I. 普里戈金（Ilya Prigogine，1917—2003）发表的热力学的耗散结构理论，逐渐形成了现代热力学非平衡（不可逆）热力学理论。

学科内容　根据研究目的和内容的不同，热力学可分为工程热力学、物理热力学、化学热力学和生物热力学等几个分支。

工程热力学是热力学中最先发展起来的一个分支，它以热力学基本定律，即热力学第一定律（能量守恒和转换）和热力学第二定律（能量转换的方向性）为指导，主要研究热能与机械能之间的转换，以及工质热力学性质，寻求热能转化为机械能的规律与最有利条件，是了解和研究热机工作情况和工作条件的基础。现代工程热力学的研究范围还扩大到热化学现象的领域，诸如燃烧等化学反应过程，这些研究与物理热力学和化学热力学相关。

物理热力学主要研究热力学的一般理论基础，研究各种物理现象和物理过程中能量转换的规律。

化学热力学是将热力学的基本定律应用于化学过程和物理化学过程，研究化学反应的热效应、化学反应平衡和溶液特性等。

生物热力学是近来发展起来的一个分支，是研究生物体在生命过程中与环境的能量和质量交换过程，试图用热力学

函数来描述生物体生长变化规律的科学。

研究方法　热力学的研究方法主要有宏观和微观两种，分别对应经典热力学的内容和统计热力学的研究内容。

经典热力学采用宏观的研究方法，它视研究对象为连续体，通过压力、比体积、温度等物质的宏观参数及它们之间的关系对宏观现象进行分析研究，从中总结出一些普遍的、基本的有关热现象的规律，称为热力学基本定律，再以此为基础进行演绎、推论，得出对实践有指导意义的结论。由于热力学基本定律是建立在无数经验概括基础上的，所以分析推论的结果具有高度的可靠性和普遍性。经典热力学的局限性在于它不能说明热现象的本质及其内在原因，所得结论只能应用于有限自然环境内具有有限宏观尺度的物质现象中，不能任意推广到时空上均为无限的宇宙和物质的微观结构世界。

统计热力学应用微观的观点来研究热力学规律，从物质的微观结构出发来解释和推断物质的宏观特性。统计热力学的局限性在于，物质结构模型只是物质实际结构的近似描写，所以导出的结果与实际往往不能完全符合。另外，统计热力学还需用到更繁复的数学工具。

工程热力学主要研究工程与物系吸热、做功等宏观效果，较多应用经典热力学的宏观方法，但也会引用统计热力学的基本观点解释一些现象和过程乃至基本定律的本质。

热力学理论在一百多年来的热机实践中发挥了重要的指导作用，促进了热能动力的迅速发展，不仅被广泛应用于物理学各个部门，并且也广泛应用于化学、生命科学以及社会科学等方面。

参考书目

王竹溪. 热力学. 2版. 北京：北京大学出版社，2005.

Sanford klein, Gregory Nellis. Thermodynamics. New York: Cambridge University Press, 2012.

relixue dier dinglü

热力学第二定律　(second law of thermodynamics)

热力学的基本定律之一，通常表述为：热量可以自发地从较热的物体传递到较冷的物体，但不可能自发地从较冷的物体传递到较热的物体（克劳修斯表述）；也可表述为：两物体互相摩擦的结果使功转换为热，然而不可能将这摩擦热再转换为功，并且不产生其他影响。扩散、混合、燃烧、电热等的实质都是将有用功转换成热。它们的逆过程虽然仍符合热力学第一定律，但却不会自发地进行。由此可见，热力学第一定律并没有指明能量转换过程的方向，这正是热力学第二定律所表述的。

简史　1824年法国工程师S. 卡诺（Sadi Carnot，1796—1832）总结了热机能够连续做功的本质：必须具备两个热源，从高温热源吸收热量，向低温热源放出热量，并且得出可逆热机效率为最高的定理。但是卡诺对其定理进行论证时，以当时流行的“热质说”为基础，认为一定数量的热量在高温下流入热机，做功后仍以相等数量的热量在低温下流出，就像水从高水位流向低水位过程中对水轮机做功那样。1849年英国工程师L. 开尔文（Lord Kelvin，即William Thomson，1824—1907，见图1）指出，卡诺论证时使用的“热质说”与英国物理学家J. P. 焦耳（James Prescott Joule，1818—1889）实验的结论是矛盾的。1850年德国数学和物理学家R. 克劳修斯（Rudolf Clausius，1822—1888，见图2）解决了这个矛盾，他断言卡诺定理是一个基本公理，不需要用其他定理证明它，于是他提出热力学第二定律的表述，同时，他引进一个新的参数，这个参数起初被称为“转换当量”，后来（1865年）称为熵。1851年开尔文、1897年德国物理学家M. 普朗克（Max Planck，1858—1947）各自表述了热力学第二定律，后来被综合成为热力学第二定律的开尔文—普朗克表述：不可能从单一热源吸取热量，并将这热量转换为功，而不产生其他影响。只从一个热源不断吸热做功的机器称为第二类永动机。热力学第二定律也可表述为：第二类永动机是不可能制造成功的。1909年C. 喀喇氏（Constantin Caratheodory，1873—1950）取绝热壁为系统的边界，根据新的公理，用数学论证了热力学第二定律，并由此导出开尔文温标和熵。J. W. 吉布斯（Josiah Willard Gibbs，1839—1903）引入可用能的概念，将能量划分为可用能（见㶲）和不可用能两部分。

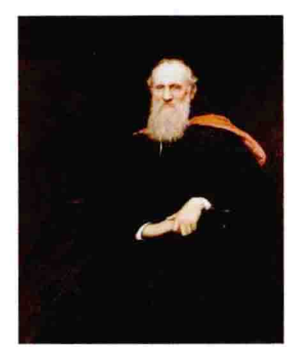


图1　L. 开尔文

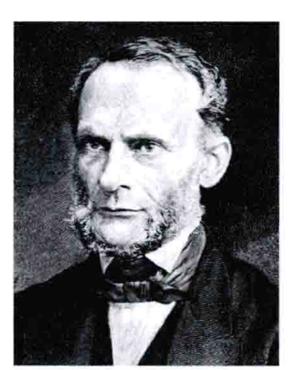


图2　R. 克劳修斯

可逆过程　可逆过程的概念最早由卡诺提出。一个热力学系统从初态1经过某一过程到达终态2，如果有可能使工质沿相同的路径逆行而回复到原来状态，并使相互作用中所涉及的外界（周围环境）也回复到原来状态，而不留下任何改变，则称该过程为可逆过程。热力系统在可逆过程中所经历的每一步都无限接近某个热力平衡状态。可逆过程是一个理想化的概念。实际上发生的一切过程，如摩擦、传热、扩散、混合、电热、化学反应等都不符合上述定义，都是不可逆过程。摩擦、电热等将功变热的效应称为耗散效应，一切不可逆过程都有耗散效应，都导致做功能力的损失。可逆过程在热力学理论上是非常重要的，它既便于分析，又是衡量实际过程完善程度的一种尺度。

卡诺循环和卡诺定理　历史上它们是热力学第二定律的体现，并且对热机和制冷机的研制和改进具有根本的指导意义。卡诺循环是由两个等温过程和两个等熵过程相间组成的可逆循环，它包括卡诺热机循环（正循环）和卡诺制冷机循环（逆循环）。卡诺定理表述为：①在两个恒温热源之间工作的所有热机的效率不能超过可逆热机的效率；②在两个恒温热源之间工作的所有可逆热机的效率都相等。热机的效率η_t是热机输出的净功W与从高温热源吸入的热量Q_1之比，即

$$\eta_t = W/Q_1 = (Q_1 - Q_2)/Q_1 = 1 - Q_2/Q_1 \quad (1)$$

式中Q_2为向低温热源放出的热量。

热力学温标　温度的数值标示称为温标。热力学温标是一种不受测温物质的性质影响的客观温标。根据卡诺定理，卡诺热机的效率只与两个恒温热源的温度有关，而与工质的性质无关。由此得出：$Q_2/Q_1=f(\theta_2)/f(\theta_1)$，$f$ 为可逆热机的普适函数，θ_1 和 θ_2 分别为两个恒温热源的待定温标。开尔文采用 $f(\theta)=T$，于是可以用热力学温标表示两个温度的比值为

$$Q_2/Q_1=T_2/T_1 \tag{2}$$

式中 T 为热力学温标，又称开尔文温标，单位是开尔文，用符号 K 表示。用热力学温标表示的可逆热机（也称卡诺热机）的效率为

$$\eta_C=1-T_2/T_1 \tag{3}$$

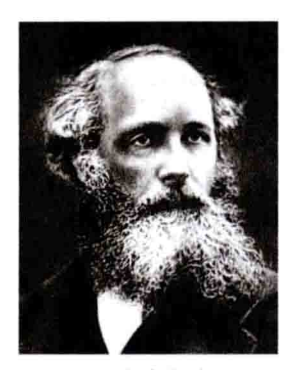
熵增加原理　见熵。

能量贬值原理　孤立系统中进行热力过程时㶲只会减小不会增大，极限情况下（可逆过程）㶲保持不变。这个结论首先由开尔文得出，称为能量贬值原理，它与孤立系统熵增加原理本质上是一致的。

relixue diling dinglü

热力学第零定律　(the zeroth law of thermodynamics)

热力学中以热力学系统的热平衡为基础建立温度概念的定律。通常表述为：若两个系统分别与第三个系统处于热平衡，则这两个系统彼此也必处于热平衡。这个定律是基于下述事实：有三个质量均匀并且与外界隔绝的热力学系统 A、B 和 C，将系统 A 与 B 用绝热壁隔开，先使系统 A 与 C 通过热接触达到热平衡，再使系统 B 与 C 通过热接触达到热平衡，且在分别与 A、B 热接触的过程中系统 C 始终保持同一个热平衡状态，然后在与 C 绝热情况下，将系统 A 与 B 进行热接触，实验表明，这时 A 与 B 也处于热平衡。因为这个事实被 C. 麦克斯韦（Clerk Maxwell，1831—1879）规定为一个经验定律时，是在热力学第一定律建立之后，所以叫做热力学第零定律。



C. 麦克斯韦

热力学第零定律表明，A、B 和 C 中每个系统本身存在着一个衡量它们是否彼此热平衡的宏观属性——温度。温度只与系统的状态有关，是系统的一个状态参数。热力学第零定律是建立温度计测温的理论基础。

relixue disan dinglü

热力学第三定律　(third law of thermodynamics)

热力学的基本定律之一，反映绝对零度及其邻近区域热现象的规律，通常表述为：不可能靠有限步骤使物体的温度达到绝对零度。1906 年德国化学家 W. 能斯特（Walter Nernest，1864—1941）首先提出“热定理”，以后经 M. 普朗克（Max Planck，1858—1947）、F.E. 西蒙（Francis Eugen Simon）、G.N. 路易斯（Gilbert Newton Lewis，1875—1946）、E.A. 古根亥姆（Edward. A. Guggenheim）等人发展成为热力学第三定律的能斯特-西蒙表述：当热力学温度趋于零时，凝聚系统经过任何可逆等温过程，其熵的变化趋于零，即

$$\lim_{T\to 0}(\Delta S)_T=0$$

式中 $(\Delta S)_T$ 为可逆等温过程中熵的变化。



W. 能斯特

上述两种表述是一致的，违背其中的一种表述，必违背另一种表述。根据热力学第三定律的能斯特—西蒙表述，处在 $T=0$K 并且热力学平衡状态时，一个凝聚系统的熵具有确定的数值，不论是否发生化学反应都不会引起熵的变化，是一个绝对常数。

1910 年普朗克假设处在 $T=0$K时，化学均匀的物体（完整晶体）的熵为零。据此可以确定各种单质和化合物在任一状态熵的绝对值（绝对熵），绝对熵是热力学第三定律的最重要推论。物质的绝对熵是化学平衡常数以及燃料化学㶲等计算时所必需的参数。在相关手册中查到的各种物质的绝对熵都是在标准大气压 p_0(101.325kPa) 下的值，即 $S_m^\circ(T)$。不同压力和温度下理想气体的绝对熵的计算式为 $S_m(T,p)=S_m^\circ(T)-R_m\ln(p/p_0)$。而对于非理想气体，绝对熵的计算则要复杂些。

relixue diyi dinglü

热力学第一定律　(first law of thermodynamics)

热力学的基本定律之一，是能量转换与守恒定律应用于热力过程的概括。它把热能、内能与机械能等多种形式的能量联系了起来。热力学第一定律的实质表明：一种能量可以在热力学系统与环境之间进行传递，也可以与其他形式的能量相互转换，在传递与转换过程中能量的总值守恒不变。热力学第一定律的另一种表述形式可以是：不消耗能量而能做功的第一类永动机是不可能实现的。

19 世纪前曾长期流行的“热质说”，在 19 世纪相继为伦福德（Count Rumford，即 Benjamin Thompson，1753—1814），J.R. 迈尔（Julius Robert Mayer，1814—1878）和 J.P. 焦耳（James Prescott Joule，1818—1889）等人推翻，他们通过大量实验证明热是物质运动的一种表现形式，逐步归纳成热力学第一定律的表述方式。其中焦耳于 18 世纪 40 年代进行的热功当量实验为这一定律的科学表述奠定了基础。焦耳的实验表明：机械能所做的功 W 与其转换得到的热量 Q 之间存在着严格而确定的当量关系。不管转换的过程如何，在当时功与能的单位不相同的情况下，获得一个单位的热量需要消耗 A 个单位的功，即 $W=AQ$。式中 A 为热功当量。在国际单位制中，热量（及其他各种形式能量）和功的单位都是焦（J）时，$A=1$。

对于任一系统，热力学第一定律的一般关系均可表示为：进入系统的能量－离开系统的能量＝系统储存能量的变化。根据系统的特征，如与外界是否有质量的交换、静或动、稳定流动或不稳定流动的不同，可有不同的热力学第一定律的数学表达式。

静止封闭系统的热力学第一定律　表达式为 $Q=\Delta U+W$。

它表明系统与外界交换的热量（Q）等于系统内能的变化量（ΔU）和系统与外界交换的功量（W）之和。规定系统吸热，Q 取正值，系统对外做功，W 取正值。这里所指的功包括由比体积变化所产生的容积功，由位置变化引起的位势功以及一切其他形式的功。如果过程是绝热过程，那么系统内能的变化量就等于系统与外界交换的功量的相反值：$\Delta U=-W$。

运动封闭系统的热力学第一定律　表达式为 $Q=\Delta U+m\Delta c^2/2+mg\Delta z+W$。式中 m 为质量；c 为速度；g 为重力加速度；z 为垂直高度。这时向系统输入的热量（Q）除转化为系统内能的增量（ΔU）和对外做功（W）外，还可以转化成系统工质的宏观动能的增量（$m\Delta c^2/2$）和重力位能的增量（$mg\Delta z$）。而当参考坐标系就取在热力系上时，热力系的外部储存能为零，实际上此时的系统就是静止的闭口系。

开口系统热力学第一定律　对于如图1所示的开口系，工质流进（或流出）系统时，必将其本身所具有的各种形式的能量（储存能）带入（或带出）系统。因此，开口系统与外界交换的功除了容积变化功外，还有因工质出、入开口系统而传递的推进功（又叫流动功）。1kg 工质的推进功在数值上等于其压力和比体积的乘积 pv。推进功是为推动工质流动所必需的功，它常常是由泵、风机等供给。

开口系统热力学第一定律表达式的推导常采用两种方法。一种方法是将热力设备内的工质和流动工质一起取为复合的闭口系统，利用上述已导出的闭口系统能量方程式得到开口系统能量方程式。另一种方法是选择一定的空间区域（例如热力设备）为开口系统，然后分别计算通过所选的开口系统边界与外界交换的能量及开口系统本身能量的变化，按照能量守恒的原则，列出能量平衡方程。无论哪种方法最终结果是一样的。如图1所示的开口系统，其热力学第一定律表达式为

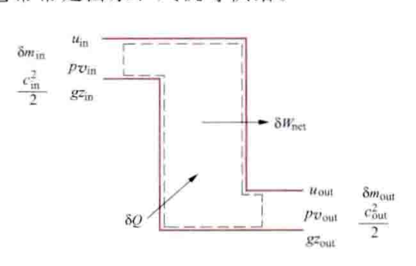


图1　开口系统示意图

$$\delta Q = dE_{c,v} + (h + c^2/2 + gz)_{out}\delta m_{out} - (h + c^2/2 + gz)_{in}\delta m_{in} + \delta W_{net} \quad (1)$$

式中比焓 $h=u+pv$；而 $dE_{c,v}$ 为开口系内的储存能的变化。由此可见，向开口系传递的热量（δQ），除提供系统对外界输出机械功（δW_{net}）外，还反映在流过系统的物质所携带的焓、动能和位能的变化。式（1）可转化为以传热率、功率等形式表示的开口系统能量方程，即

$$\dot{Q} = dE_{c,v}/\delta\tau + \dot{m}_{out}(h + c^2/2 + gz)_{out} - \dot{m}_{in}(h + c^2/2 + gz)_{in} + \dot{W}_{net} \quad (2)$$

式中 $\dot{Q}$ 为传热率，表示单位时间内开口系统与外界交换的热量；$\dot{m}_{in}$ 与 $\dot{m}_{out}$ 分别为开口系统进、出口处的质量流率；$\dot{W}_{net}$ 为开口系统与外界交换的净功率。式（1）和式（2）是开口系统热力学第一定律的一般形式，结合具体情况可简化成各种不同的形式。

（1）对于稳定流动系统，系统内任何一点的工质，其状态参数均不随时间改变，进、出口处工质的质量流率相等，即 $\dot{m}_{out}=\dot{m}_{in}=\dot{m}$，储存的能量也不随时间变化，即 $dE_{c,v}/\delta\tau=0$，传热率 $\dot{Q}$ 和净功率 $\dot{W}_{net}$ 不变。代入上述开口系统能量方程的一般式，可得 $q=\Delta h+\Delta c^2/2+g\Delta z+w_{net}$，式中 q 和 w_{net} 分别为单位工质流经开口系统时与外界交换的热量和净功量。由于无其他的边界功，所以开口系的净功只有热力设备与外界交换的机械功。在工程上这个机械功常常通过转动的轴输入、输出，习惯上称为轴功，用 w_s 表示，则得稳定流动系统的热力学第一定律表达式，即

$$q=\Delta h+\Delta c^2/2+g\Delta z+w_s \quad (3)$$

式（3）适用于任何工质、任何稳定流动过程，包括可逆和不可逆的稳定流动过程，例如工程上稳定运行的各种热力设备。

（2）对于稳定循环过程，系统经历一系列过程后又回复到初态，循环过程结束后，系统的各种状态参数——压力、温度等，都与初始值相同，而与中间的局部过程——可逆的或不可逆的无关。例如在图2所示的蒸汽动力设备的稳定运行中，蒸汽由蒸汽发生器产生，经汽轮机做功后进入凝汽器凝结成水，最后由给水泵送回蒸汽发生器，再次重复上述过程。介质水、气流的参数以及与外界交换的能量流都不随时间变动。故其热力学第一定律的表达式为

$$\sum Q=\sum W \quad (4)$$

这表明，在稳定循环中，系统与外界交换的净功 $\sum W$，等于系统与外界交换的净热量 $\sum Q$。如果 $\sum Q>0$ 则 $\sum W>0$，即系统得到热量而输出功，为正循环即动力循环。相反，如果 $\sum Q<0$ 则 $\sum W<0$，表明系统接受机械功并向外界放热，则是逆循环即制冷循环或热泵。式（4）也可作为第一定律另一种表述“不消耗能量而能做功的第一类永动机是不可能实现的”的证明式，即循环中要实现对外界做功，必须从外界吸热，如不吸热，则外功必为零。

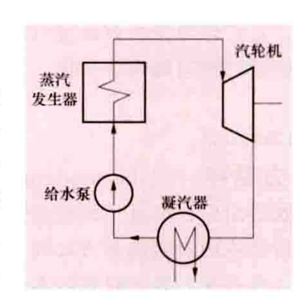


图2　蒸汽动力设备的循环系统示意图

relixue xitong

热力学系统　（thermodynamic system）　热力学的研究方法中作为分析对象所选取的特定范围内的物质或空间，又称热力系或系统。热力学系统以外的物质或空间统称为环境（或外界）。环境只相对于该热力系而言，环境中的某一部分同样可以划出来组成另一个热力系。热力系与环境之间的分界面称为热力系边界。热力系与环境间的任何物质或能量交换，都通过热力系的边界进行。边界可以是真实的或假想的、固定的或移动的。选取分界面，使系统具有明确的含义，通常认为分界面具有理想化的性质，特别在定义没有物质或能量透过分界面时更是如此。

与环境之间既有物质又有能量交换的热力系称为开口系统或敞开系统、控制体，如换热器。与环境之间只有能量交换，而没有物质交换的热力系称为闭口系统或封闭系统，如发动机气缸内的气体（见图）。与环境之间没有热量交换的

热力系称为绝热系统。与环境之间既没有能量交换，也没有物质交换的热力系称为孤立系统或隔离系统。孤立系统必然是封闭系统，但是封闭系统不一定是孤立系统。如果把一个与环境有物质或能量交换关系的系统与其环境一起作为系统，那么这个系统必然是孤立系统。可见，热力系分界面的选取可以是人为的、带有随意性的。为了分析计算的方便，可把相互作用的两个（或数个）热力系组合成一个孤立系统，也可从一个系统中划分出两个（或数个）热力系。



典型闭口系统（发动机气缸）

自然界并不存在绝对的封闭系统、绝热系统或孤立系统，它们作为分析对象被引用，只是为了在分析实际工程技术问题时使问题得以简化。

reli xunhuan

热力循环 (thermodynamic cycle)

工质从一个热力状态出发，经过一系列的变化，最后又回到原来的热力状态所完成的封闭的热力过程。热力循环是一个与热机和制冷机（或热泵）紧密联系的术语。

热机的作用在于把热能连续地变为机械能，制冷机（或热泵）的作用则是通过消耗机械能（或热能）把热从低温输向高温。尽管它们各有不同类型，且构造和工作特性各异，但都含有三个要素，即高温热源、低温热源和工质。热源是向工质提供热量或吸收工质所放出的热量的物体。工质是实现能量传输和热、功转换的媒介物，它分别与高温热源和低温热源交换热量，并向外界做功或从外界吸收功（或热）。在交换热量和做功或吸收功的过程中，工质的热力状态必然要发生变化。不过，在所有这些机械中，工质热力状态的变化都是周而复始地进行的，也就是说，它们进行着热力循环。

正循环和逆循环　通常，热力循环由几个简单的或典型的热力过程所组成，在每一个过程 j 中，工质可能与热源交换热量 Q_j 或与外界交换功 W_j。一般设工质吸收热量为正，放出热量为负；工质对外做功为正，吸收外功为负，整个热力循环的“净功”就是组成热力循环的诸热力过程的功的代数和$\sum W_j$；整个热力循环的“净热量”就是组成热力循环的诸热力过程的热量的代数和$\sum Q_j$。根据热力学第一定律，热力循环的净功无论就其数值而言还是就其正负号而言，均应等于其净热量，即$\sum Q_j=\sum W_j$。一个热力循环如果其净功为正，也就是说，如果其总的效果是从热源吸收热量，并对外做功，则称该循环为正循环；反之，一个热力循环如果其净功为负，也就是说，如果其总的效果是消耗了外功（或热）并向热源放出热量，则称该循环为逆循环。显然，一切热机中工质所完成的都是正循环。一切制冷机或热泵中，工质所完成的都是逆循环。

热力循环的评价　常用循环热效率定量地评价正循环在能量转换方面的完善性，以 η 表示，定义为循环净功 $W=\sum W_j$ 与工质从高温热源中吸收热量 Q_1 的比值：$\eta=W/Q_1$。

常用循环性能系数定量地评价逆循环在能量转换方面的完善性，以 COP 表示，对于压缩式制冷机，定义为工质从低温热源所吸收的热量 Q_L 与循环净功 $W=\sum W_j$ 的比值：$COP_R=Q_L/W$。对于压缩式热泵，定义为工质向高温热源所放出的热量Q_H与循环净功 $W=\sum W_j$ 的比值：$COP_{HP}=Q_H/W$。

reli zhuangtai canshu

热力状态参数 (parameters of thermodynamic state)

表征热力学系统在平衡态条件下热力状态的物理量，简称状态参数。经典热力学中常用的状态参数有压力、比体积、温度、内能、焓、熵、亥姆霍兹函数和吉布斯函数等。

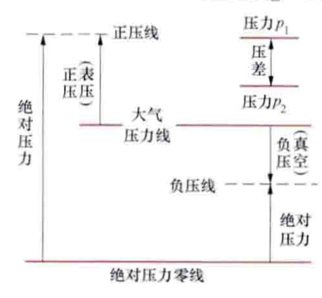
压力　单位面积上承受的垂直作用力，又称压强。压力是强度量，其数值与系统的大小无关，通常以符号 p 表示，其国际单位是帕（Pa）。压力有绝对压力、大气压力、正压力（工程上称为表压力）、负压力（工程上称为真空）和压差等不同的表现形式。绝对压力是真实压力，它与仪表压力读数的关系见图。工程技术上正压力的测量多用压力表，负压力的测量多用真空计。其他压力单位有工程大气压（at）、标准大气压（atm）、巴（bar）、毫米水柱（mmH_2O）、毫米汞柱（mmHg）［即托（Torr）］等。它们与压力的国际单位 Pa 之间的关系为

$$1at=0.96787atm=98.06665kPa$$

$$1bar=100kPa$$

$$1mmH_2O=9.806375Pa$$

$$1mmHg=133.322Pa$$



绝对压力与仪表压力读数的关系

比体积　单位质量物质所占有的容积，又称比容，以符号 v 表示，即 $v=V/m$，V 为质量等于 m 的物质所占有的总容积。比体积具有强度量的性质，即其值与系统的质量无关，单位是 m^3/kg。热力学中常用的另一个物理量密度（ρ），是比体积的倒数，$\rho=m/V=1/v$，即单位容积的物质所具有的质量。

温度　物体冷热程度的度量。根据热力学第零定律，温度是衡量一个热力系与其他热力系是否处于热平衡的标志。一切具有相同温度的系统均处于热平衡状态；反之，则未处于热平衡状态。温度是一个强度量，数值与系统的质量无关。温度的分度表示方法称为温度标尺或简称温标。中国法

定的温标采用国际单位制中的热力学温标，也称开尔文温标或绝对温标，用符号 T 表示，单位是开尔文（K）。它是以13种纯物质的相变点，如氢的三相共存点（19.81K）、水的三相共存点（273.16K）和金的凝固点（1337.58K）等作为标定点来分度的。其他温标有摄氏温标 t（℃）、华氏温标 t（℉）和兰氏温标（Rankine scale）T（°R）等。它们的换算关系为

$$t(℃)=T(K)-273.15$$
$$t(℉)=[T(K)-273.15]+32$$
$$t(°R)=[T(K)-273.15]+451.67$$

内能　蓄积于热力系内部的能量，又称热力学能。内能是一个广延量，其数值与质量成正比，以符号 U 表示，单位是J。单位质量的内能称为比内能，以 u 表示，单位是J/kg。

焓　热力系所拥有的内能（U）和压力势能（pV）的总和。焓是一个广延量，以符号 H 表示，单位是焦（J），其定义式为 $H=U+pV$。单位质量物质的焓称为比焓，以 h 表示，单位是焦/千克(J/kg)。

熵　是一个广延量，以符号 S 表示，单位是J/K。定义式为 $dS=\delta Q_{rev}/T$，表明系统熵的微小增量 dS 等于微元可逆过程中系统与外界交换的热量 δQ_{rev} 除以传热时系统的热力学温度 T 所得的商。它是由热力学第二定律导出的状态参数。单位质量的熵称为比熵，以 s 表示，$s=S/m$，单位是J/（kg·K）。对于孤立系统，可以用熵的变化来判断其自发过程进行的方向。

亥姆霍兹函数　又称亥姆霍兹自由能或定温-定容位，以符号 F 表示，其定义式为 $F=U-TS$，是广延量，单位是J。单位质量的亥姆霍兹函数 f 定义为 $f=u-Ts$，单位是J/kg。可利用其数值变化来判断定温-定容化学反应自发进行的方向与限度。

吉布斯函数　又称吉布斯自由能或定温一定压位，以符号 G 表示，其定义式为 $G=H-TS$，是广延量，单位是J。单位质量的吉布斯函数 g 定义为 $g=h-Ts$，单位是J/kg。可利用其数值变化来判断定温-定压化学反应自发进行的方向与限度。

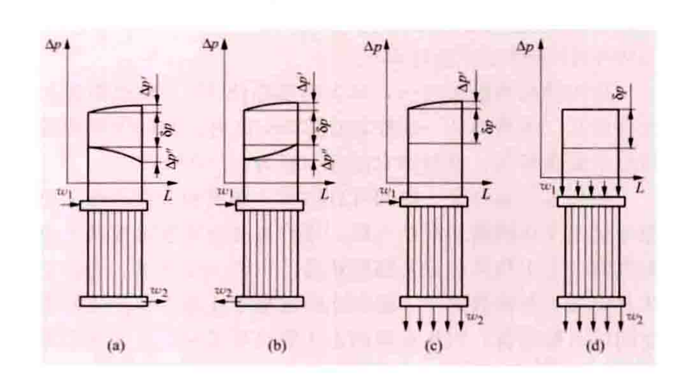
repiancha

热偏差

热偏差　（heat deviation）　并列管组中个别管圈（偏差管）内工质焓增 Δh 与整个管组工质平均焓增 Δh_{av} 之比。以 ρ 表示热偏差系数。热偏差越大，偏差管中工质温度越高，其工作可靠性就越差。热偏差主要由热力不均匀性、水力不均匀性和结构不均匀性等因素引起。

热力不均匀性　由于结构和运行中各种因素的影响，使断面烟气温度场和速度场分布不均，造成沿炉膛宽度各管间的吸热量差别。沿对流烟道宽度热力不均匀系数约为1.2～1.3。如火焰充满度差，各个燃烧器负荷不一致，燃料和空气送入不均匀，在炉膛上部或过热器区域发生再燃烧，部分水冷壁严重结渣，以及在受热面中形成烟气走廊等，都将增大热力不均匀性。

水力不均匀性　主要由于并列蛇形管的长度、直径、粗糙度不同（集中表现为流动阻力系数不同）和蛇形管组的分配、汇集联箱工质的引入、引出方式不同（表现为各蛇形管两端压差不同）所造成的沿烟道宽度各管间的工质流量差别。联箱中压力分布特性取决于连接方式（见图）。



联箱连接方式和联箱中压力分布特性

(a) Z形；(b) U形；(c) 端部引入均匀引出型；(d) 均匀引入引出型

若蒸汽从联箱的端部引入和引出，在进口联箱中，沿蒸汽流动方向动能逐渐转变为压力能；在出口联箱中，沿蒸汽流动方向压力能逐渐转变为动能。这样使得各并联管两端压差不同，造成各管间流量不同。

由图可见，Z形连接方案，流量不均匀性最大，U形连接流量偏差较小，若采用均匀引入和均匀引出的连接系统，流量偏差可大为减小。

结构不均匀性　主要指并列蛇形管间的结构差别。如管子长度、弯头数量、弯管半径、管子内径和粗糙度不同等，都会造成各并列管间的阻力系数不相等，以致引起流量分配不均匀。由于受热长度不同，将引起热力不均匀性增大，以致热偏差增大。

为了使并列管组中任何一根管子的壁温不超过所用材料的允许值，管子安全工作的条件应是热偏差小于或等于容许热偏差。

减小热偏差的方法　主要有：①过热器和再热器分级布置，各级之间通过中间联箱进行混合和左右交叉，控制各级受热面焓增不要太大；②采用合理的分配和汇集联箱的引入和引出连接方式，如U形连接系统或多点引入、引出的连接系统，以减小水力偏差；③加强燃烧调整，尽量使各燃烧器负荷相同，保证配风良好，防止火焰偏斜，提高炉膛火焰充满度，降低热力不均匀系数。

rewang

热网

热网　（heat network）　集中供热条件下用于输送和分配载热介质（蒸汽或热水）的管道系统，也即连接热源与热用户的管道系统。热网可按载热介质、使用功能和布置方式的不同进行分类。

按载热介质分类　可分为蒸汽热网和热水热网。选定载热介质的原则为：①当用户主要生产工艺需要蒸汽供热时，应采用蒸汽供热介质；②当多数用户生产工艺需要热水介质，少数用户可由热水介质转化为蒸汽介质，经技术经济比较合理时，宜采用热水供热介质；③单纯对民用建筑物供采暖通风，空调及生活热水的热负荷，应采用热水供热介质；④当用户主要生产工艺必须采用蒸汽供热，同时又供大量的民用建筑采暖通风、空调及生活热水热负荷时，应采用蒸汽和热水两种供热介质。当仅供少量的采暖通风、空调热负荷时，经技术经济比较合理时，可采用蒸汽一种介质供热。

蒸汽热网压降损失大，热损失大，凝结水回收率低，供热距离不能太大。中国推荐的汽网压降值0.098～0.118MPa/km，经济合理供热半径不超过8km。

热水热网热损失较小，每千米温降约1℃，供热距离可允许较长，供热半径一般控制在15km以内。实际供热距离与热水温度有关，热网供水温度一般为95～130℃。

按使用功能分类　热网可分为主干热网和分配热网。热源通过主干热网输送载热介质，用户通过分支管道连接于分配热网。主干热网可以是辐射状的，也可以呈环状。为防止供热中断，各单独的主干热网之间应相互连通。各分支管道之间应有联络管。当热水网的主干管网很长时，可设置中继泵站。在热网分叉地点常设置地下小室，布置截止阀、调节阀、补偿器等需操作维修的部件。

按布置方式分类　热网管线可分为地下敷设和架空敷设两大类。在城镇应用最普遍的是地下敷设，可以采用管沟、集管（例如与通信等其他设施合用）或无沟道的直埋等敷设方式。架空敷设需有专门的支架，主要用于工业企业范围内部和城郊。

城镇热力网管道直埋敷设方式同传统的地沟敷设方法相比具有占地少、施工周期短、维护量小、寿命长等诸多优点，很适合城市建设的要求，在中国已得到广泛应用。主要采用预制保温管敷设方法，即将钢管、保温材料和保护层在工厂内预制成管段，运到现场直接埋入地下。根据城市规划的要求，蒸汽（$t\leqslant300$℃，$p\leqslant1.3$MPa）管道越来越多地采用直埋方式。

rewang jiareqi

热网加热器　(heater for heating network)　加热供热用水的热交换器，可分为热电厂端和用户端热网加热器。

热电厂端热网加热器用汽轮机抽汽或锅炉减温减压蒸汽来加热热网用水，一般由主加热器、高峰加热器、凝结水加热器和热网循环泵组成。

热网加热器的蒸汽压力取决于送水干线的热水温度，水温在70～130℃时，加热用蒸汽压力应在0.05～0.36MPa范围内。为了缩小加热器尺寸和避免在真空下运行，蒸汽压力一般不低于0.12MPa。带基本负荷的热网主加热器一般使用0.12～0.25MPa的抽汽，在最高热负荷时使用的高峰热网加热器则采用更高压力的调整抽汽或非调整抽汽，或大部分采用锅炉减温减压蒸汽，把水加热到130～170℃。当抽汽压力大于0.2～0.25MPa时，凝结水加热器用于预热热网回水。

用户端热网加热器是用热网送来的供热用水经水水热交换器加热用户的用水，用户的热水回路与热网用水回路分开，便于不同水质的控制和处理，也便于调节温度。

热网加热器的型式有表面式也有混合式，表面式热网加热器有管壳式和板式，在布置上有立式也有卧式。由于热网加热器的工作条件与低压加热器相似，在设计要求和构造上也与低压加热器相近。

rezu

热阻　(thermal risistance)　热传导、对流换热和辐射换热过程中由温度差和辐射力差形成的传热推动力与热流量或热流密度的比值，是一个综合反映削弱热量传递能力的参量。

以无限大平壁稳态导热过程为例，导热量的计算式为

$$Q=\frac{\Delta T}{(\delta/\lambda F)}=\frac{\Delta T}{R_t} \tag{1}$$

式中$R_t=\delta/\lambda F$，K/W，称为平壁导热热阻，它与平壁厚度成正比，而与导热系数λ和导热面积F成反比。R_t的倒数，即$\lambda F/\delta$为平壁导热系数。把平壁每单位表面积的导热系数称为“比导热系数”，与导热平壁的厚度有关，并非材料的性质。对于单位面积，平壁导热热阻为δ/λ，$m^2\cdot K/W$。

长度为l，内、外直径分别为d_1和d_2的圆筒壁的导热热阻为$\frac{1}{2\pi\lambda l}\ln\frac{d_2}{d_1}$，K/W；单位长度圆筒壁的导热热阻为$\frac{1}{2\pi\lambda}\ln\frac{d_2}{d_1}$，m·K/W。

内、外半径分别为r_1和r_2圆球壁的导热热阻为$\frac{1}{4\pi\lambda}\left(\frac{1}{r_1}-\frac{1}{r_2}\right)$，K/W。

多层平壁、圆筒壁和圆球壁的导热总热阻，类似于串联电路电阻的计算方法，是各层导热热阻之和，例如三层圆筒壁导热热阻为

$$R_t=\frac{1}{2\pi\lambda_1 l}\ln\frac{d_2}{d_1}+\frac{1}{2\pi\lambda_2 l}\ln\frac{d_3}{d_2}+\frac{1}{2\pi\lambda_3 l}\ln\frac{d_4}{d_3} \tag{2}$$

对于二维或三维稳态导热过程，在有两个等温界面的系统中，计算这两个等温面之间传递的热流量，亦可以应用相当平壁导热公式$Q=\Delta T/R_t$来计算，这时热阻R_t的具体表达式可从有关的手册中查到。

计算对流换热的牛顿冷却公式为

$$Q=\Delta T/(1/hF) \tag{3}$$

式中$1/hF$为对流换热热阻，K/W；$1/h$为单位面积的对流换热热阻，$m^2\cdot K/W$。

对于热、冷两流体通过平壁间壁的传热过程，应用串联电路电阻的计算方法，传热热阻为

$$R_t=\frac{1}{h_1}+\frac{\delta}{\lambda}+\frac{1}{h_2} \tag{4}$$

在辐射换热的网络模拟法中，把计算任意两黑体表面间的辐射换热计算式表示为

$$Q_{1,2}=\frac{E_{b1}-E_{b2}}{\dfrac{1}{F_1\varphi_{12}}} \tag{5}$$

式中E_{b1}和E_{b2}分别为两黑体表面的辐射力；F_1是黑体1的表面积；φ_{12}是表面F_1对F_2的平均角系数；而$1/(F_1\varphi_{12})$为两表面间辐射换热的空间热阻。

对于任意一灰表面而言，它的净辐射热流为

$$Q=\frac{E_b-J}{\dfrac{1-\varepsilon}{\varepsilon F}} \tag{6}$$

式中ε和J分别是灰表面的发射率和有效辐射；E_b是与灰表面温度相同的黑体辐射力。$(1-\varepsilon)/(\varepsilon F)$为该灰表面的表面热阻。

参考书目

章熙民，任泽霈，梅飞鸣．传热学．北京：中国建筑工业出版社，2007.

renji jiekouzhan

人机接口站 (man-machine interface station) 计算机监控系统与机组操作人员及系统维护调试人员的接口部分。工程应用中，习惯使用人机接口并定义为人（即用户）与系统（即特定的机器、装置、计算机程序或其他复杂工具等）相互作用的手段的集合体。人机接口站是计算机监视和控制系统的基本组成部分，包括操作员站（operating station）和工程师站（engineering station）等。火力发电厂的值长监视站、信息系统的终端、控制系统的就地调试终端和各种单独的仪表控制系统的维护终端等，都属于人机接口（站）设备。

硬件 人机接口站的硬件主体是人机接口站计算机及其网络接口。其外围设备包括：①显示设备，包括一般显示器、触摸屏和大屏幕显示器等；②键盘；③光标定位装置；④打印输出设备；⑤外部存储设备。

软件 人机接口站的软件包括操作系统软件和应用软件两部分。操作系统软件是系统的操作平台，通常是一个实时多任务操作系统。它支持优先级中断式或时间片进程调度、应用软件、硬件系统及网络资源的管理。操作系统有 Unix、Windows NT/XP，现在后者居多。应用软件应包括系统组态工具软件包、系统运行工具软件包两大类。

功能 人机接口站的具体功能包括：①运行管理，包括各种显示、打印记录、操作导航、搜索查询等。②组态调试，包括硬件组态的建立与地址生成、数据库结构和数据的生成；各种逻辑图、画面、报表、控制回路的编制、代码生成与下载；信号模拟、软件调试及在线组态修改等。③诊断分析，对整个控制系统及各元件的状态进行在线监测及故障诊断和分析。④对外通信，通过网络接口，按双方均能接受的协议与过程控制采集站、上级管理控制系统或其他系统进行通信，交换信息。

rencui zhuanbian wendu

韧脆转变温度 (ductile-brittle transition temperature) 温度降低时金属材料由韧性状态变化为脆性状态的温度。在韧脆转变温度以上，金属材料处于韧性状态，断裂形式主要为韧性断裂；在韧脆转变温度以下，材料处于脆性状态，断裂形式主要为脆性断裂（如解理）。韧脆转变温度主要用于确定金属材料由韧到脆的最高温度，评价金属材料在较低温度下的脆性抗裂性能，韧脆转变温度越低，则材料抵抗低温脆性的能力越强。韧脆性转变温度已成为金属构件材料性能的考核指标之一，在工程应用中，为防止构件脆断，应选择韧脆转变温度低于构件最低工作温度的材料。

金属材料的韧脆转变温度可通过不同的试验准则来判定，常用的试验准则由夏比缺口冲击试验和落锤试验来测定。

夏比缺口冲击试验 夏比缺口冲击试验测定金属的韧脆转变温度要进行一系列不同温度下的冲击试验，多采用如下三个准则：①冲击吸收能量准则。采用冲击吸收能量达到某一规定值（J）或冲击吸收能量与温度关系曲线的上、下平台区间规定的百分数（n）所对应的温度，用 ETT_n 表示。例如，冲击吸收能量上、下平台区间 50%所对应的温度，用 ETT_{50} 表示。②断口形貌转变温度准则。规定以断口上纤维区与结晶区相对面积达一定比例（n）时所对应的温度，用 $FATT_n$（fracture appearance transition temperature）表示。例如，纤维区断面率为 50%所对应的温度，记为 $FATT_{50}$。③塑性变形量准则。规定冲击试样侧膨胀量与温度关系曲线上某侧膨胀值（n）所对应的温度。例如，侧膨胀量为 0.8mm 对应的温度。

下图示出了试样冲击吸收能量（J）、纤维状断面率（%）与试验温度的关系。由图可见，韧脆转变全过程一般分为上平台（Ⅰ）、转变区（Ⅱ）和下平台（Ⅲ）三个区间。

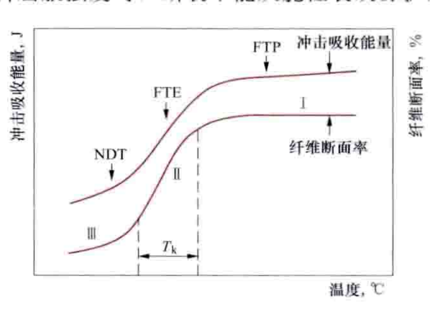
（1）上平台区（Ⅰ）：试验温度在某一较高温度区间逐渐降低时，冲击吸收能量基本稳定在一个较高的水平，对应的试样断口为完全纤维状。

（2）转变区（Ⅱ）：当试验温度降低到某一温度 T_K 时，冲击吸收能量急剧下降，对应的试样断裂面为纤维状与结晶状混合断口，这一现象称为金属的冷脆，其临界温度称为韧脆转变温度或冷脆转变温度。

（3）下平台区（Ⅲ）：当试验温度继续降低，冲击吸收能量不再随温度的下降显著降低，基本稳定在某一水平，对应的试样断口为完全结晶状。

落锤试验 由落锤试验可测定金属材料的无塑性转变温度（nil-ductility temperature，NDT），试验在不同温度下进行，试样断裂的最高断裂温度即为 NDT。落锤试验为一种动载简支弯曲试验。试样为长方形板状样，保留一轧制面，在试样宽度的中间沿长度方向堆焊一裂纹源焊道，在焊道中间加工一与试验拉力垂直的缺口，试样支座跨距中间有一终止块。用一定的落锤能量冲击试样，落锤的能量大小由试样尺寸和材料的屈服强度确定。当裂纹源焊道形成的裂纹扩展到受拉面的一个或两个棱边，则认为试样断裂。

下图中的 NDT 表示无塑性转变温度，即在工作应力等于屈服强度时，带微裂纹钢板产生脆性断裂的最高温度，也称为零塑性转变温度；FTP 表示全塑性断裂转变温度，即工作应力高于材料屈服强度时，断裂不能从脆性裂纹源扩展到塑性金属中的最低温度，在 FTP 以上的断裂为完全韧性断裂；FTE 表示弹性断裂转变温度，即工作应力低于材料屈服强度时，脆性裂纹扩展通过塑性变形区而不进入弹性载荷区的最低温度。这就是说，当结构服役温度处于材料的 FTE 之上时，即使局部偶然承受较大载荷而发生破裂，其裂纹也终止于塑性变形区的边缘而不深入弹性载荷区。



冲击吸收能量、纤维断面率与温度的关系曲线

Riben kongqi qihua IGCC shifan dianchang

日本空气气化 IGCC 示范电厂 (air gasification IGCC demonstration power plant, Japan) 在勿来（Nakoso）电厂内建设的采用日本自主开发的空气气化工艺的 IGCC 示范电厂。该电厂位于福岛县磐城市，在东京以

北 200km。

2001 年日本洁净煤电力公司（Clean Coal Power R&D Co. Ltd，CCP）与中央电力研究院（CRIEPI）联合签署协议，正式起动 IGCC 示范项目工程建设。整个项目 30%资金来自日本经贸和产业省（METI）的国家投资，其余 70%由 CCP 成员单位共同投入。该项目计划建设并运营一座 250MW 级的半商业化 IGCC 示范电厂。通过该电厂的建设与运行，验证 IGCC 电厂在日本未来电力市场的商业可行性。IGCC 示范电厂的系统如图 1 所示。

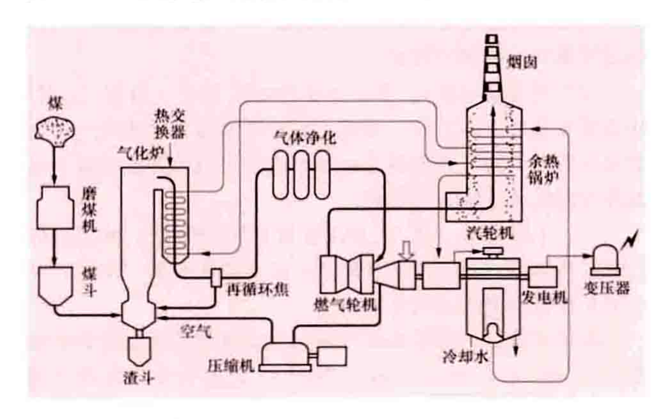


图 1 IGCC 示范电厂系统示意图

示范电厂计划于 2001 年财政年度开始，2009 年结束，分设计、建设和运行三个主要阶段。计划自 2005 年 5 月开始安装自行研究开发的 1700t/d 的气化炉系统；2006 年底完成所有的安装工作；2007 年开始各设备起动调试，6 月起动燃气轮机和汽轮机；2007 年 9 月气化炉点火起动并于 2009 年底完成示范运行。

主要设计参数　机组出力：250MW 级；1700t/d 的气化炉：干煤粉进料、空气气化、加压气流床；煤气净化系统：湿式石膏法脱硫；燃气轮机：1200℃ 级；总热效率：48%（LHV）、46%（HHV）；净热效率：42%（LHV）、40.5%（HHV）；排放指标：SO_x 为 8mL/m³、NO_x 为 5mL/m³；粉尘为 4mg/m³（标准状态下）。

主要系统　IGCC 示范电厂的工艺系统如图 1 所示，主要由气化炉、空分装置、煤气净化系统、动力岛等部分组成。

气化炉　20 世纪 80 年代在勿来电厂建立了 25MW 级的气化中试装置，在此基础上，经进一步优化开发了加压干法两段式进料、空气气化、气流床气化炉，如图 2 所示。采用空气气化工艺的目的在于降低电厂在空分系统的能量消耗，而两段式则是为了提高碳转化率及顺利成渣。

Nakoso 型气化炉采用干煤粉供料，有利于提高气化温度，可增大碳的转化率和冷煤气效率，并改善煤气的可燃成分。采用空气增压系统供给气化炉增压空气作为气化介质，可以减少纯氧气化时所需的空分系统的容量、耗功和设备投资费用。在气化炉内敷设膜式水冷壁，从中产生供给联合循环系统的蒸汽，有利于提高气化炉的可用率，并减少维修费用。

Nakoso 型气化炉采用向上流动的两段布置方式，即下部是燃烧室，上部是还原室。在下部燃烧室中，少量煤、再循环回来的焦炭和富氧空气一起供入下部燃烧室，在空气/燃料比例相对较高的条件下进行完全或部分氧化，产生 CO、CO_2 和水蒸气等。这个过程是在非常高的温度下

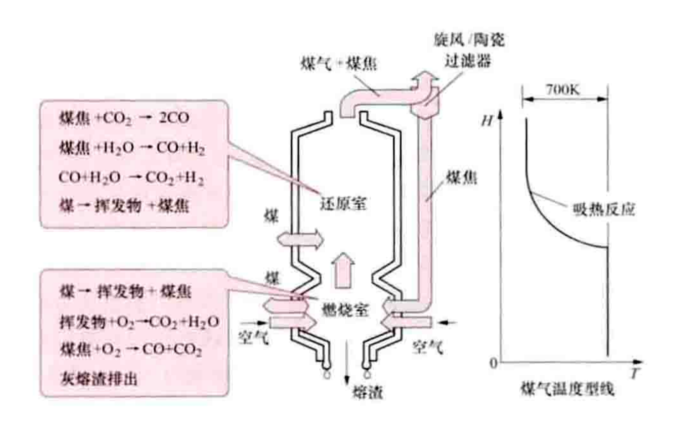


图 2 气化炉工艺流程

（1204℃）进行的，它能使从煤气气流中分离出来的灰分以熔融状态连续地流向燃烧室的底部，在其中被水激冷后，成为含碳量小于 0.2%的玻璃状小珠。富氧空气的使用可以强化燃烧室内的燃烧过程，增大气化炉的运行灵活性，并提高煤气的热值。在上部还原室中，对向上流进上部还原室的热气流喷入部分煤粉，但不再补给空气，使还原室呈缺氧气氛，发生的主要反应过程是：煤焦＋CO_2 ⟶ CO；煤焦＋H_2O ⟶ CO＋H_2；以及 CO＋H_2O ⟶ CO_2＋H_2。这些过程一般都是吸热反应，能使从气化炉流出的煤气的温度降低到 593℃左右，致使随煤气一起流出气化炉顶的焦炭和含灰物质固化，而不至于粘到或污染下游的换热器表面。

由气化炉顶流出的温度为 593℃，主要成分为 CO、H_2 和 N_2 的粗煤气进入到气化炉下游的一个粗煤气冷却器，把从余热锅炉中输来的给水加热成为高压蒸汽后，又返回到余热锅炉中去过热，变成过热蒸汽。经过初步冷却的粗煤气进入旋风或多孔陶瓷过滤器，使粗煤气中的焦炭和固化的灰分分离出来，并再回到气化炉下部的燃烧室中去继续燃烧，以提高气化炉的炭转化率（设计指标为 99.8%）。气化炉的耗煤量为 1700t/d；净煤气产量为 30.2×10^4 m³/h（标准状态下）；净煤气的热值为 4843～5029kJ/m³（标准状态下）。

空分装置　干法气化系统的供煤需要相当数量的 N_2 气，在气化系统中设置 1 台容量相对较小的空分设备（只有同容量纯氧气化炉所需空分设备容量的 20%～25%），它能提供 3.54×10^4 m³/h（标准状态下）的 N_2，作为输送煤粉的惰性压缩气体。空分得到的氧气则被掺混到从燃气轮机压气机送来的空气中去，这样就可以向气化炉供应含氧量较多的富氧空气，有利于气化炉的稳定运行。当 IGCC 电厂在变负荷工况下运行时，空分设备的流率将始终保持恒定不变，有利于 IGCC 电厂的变负荷运行。

煤气净化系统　在 IGCC 示范电厂中仍然采用常温的湿法脱硫系统（CGCU）。在进入该系统之前，经过除灰和初步冷却后的粗煤气进一步冷却到常温状态，随后流经已经完全商业化应用的羰基硫化物变换器、酸性气体清除器（采用 MDEA 为吸收剂）和硫回收器，使硫化物转化成为可以用作建筑材料的石膏。采用这种常温湿法脱硫和硫回收系统，可以使供给燃气轮机燃烧的洁净煤气中 SO_x 含量小于 8mL/m³。倘若 SO_x 的排放量按每 kW·h 计，示范电厂 SO_x 的比排放量只有常规燃煤电厂的 50%左右。由余热锅炉排向大气的烟气中固体颗粒含量也小于 4mg/m³。

动力岛　选用一套单轴布置的联合循环机组，它是由1台经过改造的三菱公司制造的M701DA燃气轮机、1台汽轮机、1台发电机和1台余热锅炉（HRSG）组成。燃气轮机燃烧室按扩散火焰方案设计（见燃烧室），可以燃烧热值为4471～5216kJ/m³（LHV，标准状态下）的低热值煤气。为了保证NO_x的排放量小于5mL/m³（16%含O_2量时），HRSG中仍然装设SCR装置。

示范效果　在示范电厂的设计、建设和移交完成后，从2007年9月开始，按预定计划成功地进行了一系列示范试验。2008年3月，示范电厂达到了250MW的额定功率。2008年9月，在初始起动后不到1年的时间内，完成2039h长期连续运行，验证了空气气化IGCC设计的可靠性。电厂净热效率达到42.9%，超过了42%的原定目标。环境性能也比原定目标更好：SO_x排放达到1.0mL/m³，完全符合小于8.0mL/m³的目标要求；NO_x排放达到3.4mL/m³，低于5mL/m³的原定目标；粉尘排放小于0.1mg/m³，比原定目标（4mg/m³）要优越得多。起动时间原定目标为18h，实际只需15h。原定的最小负荷为50%，实际低于50%。5000h长期耐久实验在2010年6月完成。在不同种类煤的气化方面，除了中国神华煤（设计煤种）以外，一些高水分煤种，像美国PRB煤和印度尼西亚煤都成功地进行了气化，证明了低品位煤种，如廉价的褐煤和亚烟煤，在空气IGCC电厂也能成功得到利用。

参考书目

焦树建．整体煤气化燃气蒸汽联合循环．北京：中国电力出版社，1996.

rubian

蠕变 (creep)

金属材料在一定温度和应力的长期作用下，随时间的延长发生缓慢塑性变形的现象。蠕变可以在很低的应力下产生，对于金属材料，其发生蠕变的应力要比该温度下的金属屈服强度低得多。金属发生蠕变的温度与其熔点T_m有关。对于火力发电机组高温构件，如主蒸汽管道、热段再热蒸汽管道、过热器管、再热器管、汽轮机主轴、叶片等，在高温（即工作温度为$0.4T_m$以上）时才会发生明显的蠕变现象；而有些低熔点金属（如铅、锡等），即使在室温下也会发生蠕变。20世纪初，人们就观察到金属的蠕变现象。1905年，英国的F.菲利普斯（F. Philips）首先观察到金属丝的蠕变现象；1910年，英国的E.安德雷德（E. N. da C. Andrade）用实验证实几种纯金属有相同的蠕变特点等。到1920年左右，随着蒸汽锅炉和汽轮机工作温度的提高，蠕变现象受到了广泛的关注。火电机组的高温构件设计中主要考虑蠕变，蠕变损伤关系到高温金属构件寿命和安全运行。

蠕变过程　可用金属典型蠕变曲线来表示在一定温度（T）和恒定应力（s）下的应变量（ε）随时间（τ）变化的蠕变过程（见图1）。图1中00′为加载时的瞬时伸长；0′A为蠕变第一阶段（Ⅰ），由于在该阶段中蠕变速率随时间减小，也称减速蠕变阶段；AB为蠕变第二阶段（Ⅱ），在这一阶段中蠕变基本以恒定速度进行，也称稳态蠕变阶段，是整个蠕变过程中蠕变速率最小的阶段；BC是蠕变第三阶段（Ⅲ），这一阶段中蠕变速率随时间增大直至C点断裂，亦称加速蠕变阶段。

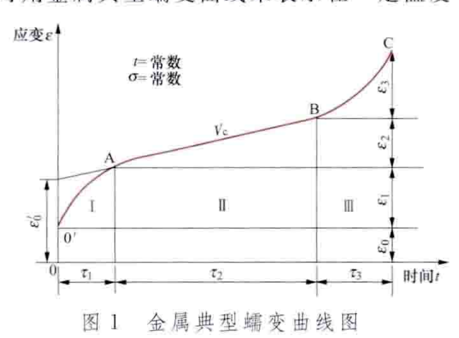


图1　金属典型蠕变曲线图

蠕变速率　单位时间的蠕变变形量，即蠕变曲线的斜率。$V_c=\frac{d\varepsilon}{d\tau}$，式中$V_c$为蠕变速率。对稳态蠕变阶段，$V_c=\frac{\Delta\varepsilon}{\Delta\tau}$。在火力发电厂金属监督中，蠕变速率是一个材料性能的重要考核指标。

蠕变极限　金属材料抵抗蠕变变形的能力。可分为物理蠕变极限和条件蠕变极限。物理蠕变极限是指在一定的温度下金属材料不发生蠕变的应力，蠕变极限的大小取决于变形测试设备所能发现的最小变形的能力。高温部件设计和实际运行中的检测一般用条件蠕变极限，它是使金属材料在给定温度下产生规定的蠕变速率或者在规定时间内产生规定的总塑性变形量的应力，分别表示为σ_v^T、σ_ε^T。

影响金属蠕变过程的主要因素　温度、应力及在使用中金属材料的组织变化等都影响金属蠕变过程。这些因素与第二阶段蠕变速率V_c的关系可用式（1）描述，即

$$V_c=A(\sigma-\sigma_0)^n\exp\left(\frac{Q}{RT}\right) \tag{1}$$

式中σ为外加应力；T为温度；Q为蠕变激活能；n为指数；R为气体常数；A为材料常数；σ_0为金属材料因固溶强化和弥散强化等产生的对外力的阻力。提高温度，增加应力将使蠕变速率增加，另外，还将使蠕变第二阶段持续时间缩短甚至消失；降低温度，减小应力将使蠕变速率减小，并使蠕变第二阶段持续时间延长甚至使第三阶段不出现。金属材料在蠕变过程中所产生的组织变化会使σ_0发生变化，从而影响蠕变过程。例如火电厂用珠光体耐热钢在运行过程中与蠕变同时进行的珠光体球化和碳化物聚集以及合金元素的再分配（见合金元素迁移）等过程均使钢的固溶强化和弥散强化作用减弱，使σ_0降低，蠕变速率增加。当蠕变过程中微观组织发生变化的影响较大时，会使蠕变第二阶段的恒速蠕变变为加速蠕变，这种速度增加的第二阶段被称为伪第三阶段。

蠕变试验和数据处理　蠕变试验用来检测材料在一定温度和应力作用下所发生的蠕变变形和蠕变速率等。金属的蠕变试验的直接结果是得出如图1所示的金属在试验条件下（T、σ）的蠕变曲线（ε-t曲线），并由此通过数据处理获得材料的蠕变极限。由于火电厂高温构件的寿命很长，因而条件蠕变极限对应的蠕变速率很低，如按此蠕变速率进行蠕变试验，所用时间势必很长。因此，通常均采用提高试验温度或提高试验应力或试验温度、应力同时提高的方法加速蠕变以缩短试验时间，并根据一般的经验公式，即以第二阶段蠕变速率分别与温度或应力或温度应力参数等的关系来进行线性内插或外推得到蠕变极限。

金属材料的蠕变曲线可用式（2）来描述，即

$$\varepsilon=\vartheta_1(1-e^{-\vartheta_2 t})+\vartheta_3(e^{\vartheta_4 t}-1) \tag{2}$$

式中ε为材料应变；ϑ_1和ϑ_2表示蠕变第Ⅰ阶段的变形量和蠕变速率；ϑ_3和ϑ_4表示蠕变第Ⅲ段的变形量和蠕变速率。

也可用式（3）来描述，即

$$\varepsilon=\vartheta_1 t+\vartheta_2(e^{\vartheta_3 t}-1) \tag{3}$$

式中 ϑ_1 为蠕变第Ⅱ阶段的蠕变速率；ϑ_2 和 ϑ_3 为蠕变第Ⅲ阶段的变形量和蠕变速率。

当获得了材料在某一温度、应力下的 ϑ_i，即可确定部件在其服役条件下的材料蠕变变形曲线（见图 2）；在材料蠕变变形曲线上，将第Ⅱ阶段（近似直线）向第Ⅲ阶段过渡切点的蠕变应变定为失效点，即可确定蠕变寿命。

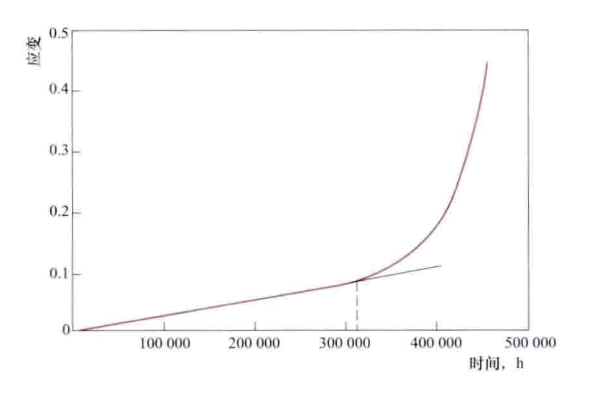


图 2　12Cr1MoV 钢制管道在 540℃、70MPa 下的蠕变曲线

蠕变试验机　可分为单轴拉伸蠕变试验机和多向应力蠕变试验机两种。多向应力蠕变试验机又可分为复合应力蠕变试验机（如双向拉力蠕变试验机、拉伸扭转复合蠕变试验机等）和结构蠕变试验机（如内压作用下的管子蠕变试验机等）。由于单轴拉伸应力蠕变试验机较简单，且精确度较高，从而得到了最广泛的应用，迄今为止的大多数试验蠕变曲线均由这种类型的蠕变试验机上得到。

蠕变检测　蠕变损伤是火力发电厂高温构件寿命损耗及失效的主要机制，火电厂一般通过测量构件的蠕变变形来监督构件的蠕变损坏程度。有关蠕变损伤检测的方法主要有：①定期测量在蠕变温度范围内运行的主蒸汽管道、再热蒸汽管道、联箱体及导汽管等的直径方向或周长方向上的蠕变变形，用钢带尺测量管道截面周长及用大型螺旋测微器（千分尺）测量直径方向的蠕变变形（需加焊不锈钢测点）；②用样板卡测量过热器管、再热器管的直径方向的蠕变变形量；③用电容应变仪在线监测重要高温构件蠕变裂纹的扩展；④高温部件高应力区局部蠕变监测的散斑图像分析技术，用以测量联箱接管座、焊缝及汽缸变截面处的集中蠕变量；⑤对于高温螺栓，还需检测服役过程中的蠕变变形。

rubian duanlie

蠕变断裂

（creep rupture）　金属材料在高温、低载荷长期作用下因蠕变损伤而断裂的行为。是火力发电厂高温构件破断失效的主要形式之一。如主蒸汽管、热段再热蒸汽管道、高温过热器管和高温再热器管及其联箱等的长期运行泄漏爆破。表征金属蠕变断裂性能的指标主要有持久强度和持久塑性。

蠕变断裂的微观机制　蠕变变形促使晶界处产生蠕变损伤，蠕变损伤进一步发展成为蠕变裂纹，最终导致构件材料断裂。因此，蠕变断裂最普遍的形式是沿晶断裂。根据应力和温度的不同，可能形成三晶界裂纹（称为 W 型裂纹，即楔形裂纹）或蠕变孔洞（称为 R 型裂纹）等沿晶断裂。三晶界裂纹在高应力和较低温度下产生（见图 1），这是由于蠕变过程中晶界滑动而在三个晶粒的晶角上产生应力集中进而导致晶界裂开，裂纹的形状呈楔形。楔形裂纹的扩展和连接导致了蠕变沿晶断裂。蠕变孔洞是在较低应力和较高温度下产生的，其发展过程如图 2 所示。孔洞优先在垂直于外加拉伸应力方向的晶界上产生，孔洞在蠕变过程中逐渐长大、合并、连接而成为蠕变裂纹，并最终导致蠕变断裂。火电厂主蒸汽管道、热段再热蒸汽管道、高温过热器管和高温再热器管及其联箱等部件在运行中的失效有不少属于蠕变孔洞机制。

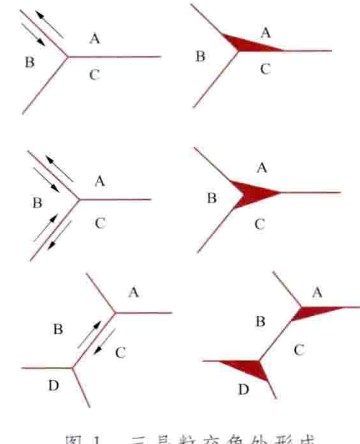


图 1　三晶粒交角处形成蠕变裂纹示意图

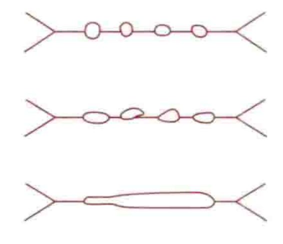


图 2　蠕变孔洞发展成为蠕变裂纹示意图

持久强度　金属试样在规定的温度下达到规定的试验时间而不致断裂的最大应力，表征金属材料抗高温蠕变断裂的能力。符号为 σ_t^T，上标 T 表示试验温度（℃），下标 t 表示持续时间，单位为 MPa。例如：$\sigma_{1\times10^5}^{580}=$ 8.8MPa，表示 580℃ 时，10 万 h 的持久强度极限为 8.8MPa。

金属的持久强度通过持久试验得到，金属持久试验方法与蠕变试验方法相似。在试验过程中不需随时间测量蠕变变形，仅测定试样断裂前的载荷作用时间（小时数），再利用断裂时间与温度、应力或温度应力参数的关系式内插或外推所需温度的 10^5h 或 2×10^5h 的持久强度。与蠕变试验结果外推方法一样，对火电厂已有运行经验的耐热钢与合金，为保证其外推结果的可靠性，外推时间一般不超过试验时间的 10 倍；而对于没有运行经验的原始材料，则其外推时间一般不大于试验时间的 3 倍。

影响持久强度试验试样断裂时间的因素主要有温度、应力和金属的成分及组织。对于同一成分和组织的耐热钢或合金，温度越高、应力越大，则断裂时间愈短。

持久塑性　用蠕变断裂后试样的延伸率（δ）和断面收缩率（ψ）来表征。对于火力发电厂长期运行的高温构件，材料的持久塑性是一项重要指标。持久塑性高的高温金属构件在运行中不会出现突然的脆性破坏，对其只要定期进行蠕变测量监督就可以保证安全运行。

蠕变变形机制图和蠕变断裂机制图　由于温度和应力水平不同，金属材料的蠕变变形机制和蠕变断裂机制会发生变化。因此，对某一种材料，以温度和应力作为坐标可以画出一个由很多区域组成的图，图中每个区域都代表一种在该区域所属温度和应力范围内占优势的蠕变变形机制或断裂机

制。蠕变变形机制图或蠕变断裂机制图一般由试验获得，但也可由理论分析获得。其主要作用在于：①根据构件所处的温度和应力选择合适的高温材料；②判断蠕变和持久强度数据的外推结果是否正确。其中第二点对火电厂已使用的高温构件材料尤为重要，因为对于以较短试验时间所得结果外推到 10^5 h 或 2×10^5 h 的持久强度，必须当试验点和外推结果在同一断裂机制区域内，其外推结果才是正确的，不要跨区域外推。对蠕变试验也一样，需在同一蠕变变形机制区域内外推。

rubian pilao jiaohuzuoyong sunshang

蠕变疲劳交互作用损伤 (creep-fatigue interaction damage) 构件在蠕变温度下，在持续载荷和交变载荷联合作用下所导致的材料损伤。与蠕变或疲劳单独作用时的损伤模式不同。蠕变的主要损伤形式是孔洞在晶界形成和长大，疲劳的主要损伤形式是裂纹在晶内扩展。当蠕变损伤和疲劳损伤依次或同时发生时，一种损伤对另一种损伤的发展过程将产生一定的影响，从而加速或减缓总损伤，影响电站部件的寿命，即蠕变疲劳交互作用（见图 1）。蠕变疲劳交互作用也称为与时间相关的疲劳或高温低周疲劳（广义上）。

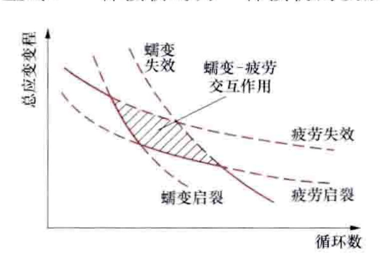


图 1 蠕变疲劳交互作用的区域示意图

影响电厂材料蠕变疲劳交互作用损伤的因素较多，主要与材料、载荷和服役环境相关。如材料的化学成分、热处理工艺、显微组织、机械性能等，应变幅（或应力幅）、应变速率（或频率）、保载时间、波形等，以及环境（温度、气氛）等。材料不同，服役条件不同，蠕变疲劳交互作用的机理和断裂机制也不相同。

工程中，对无缺陷部件和含缺陷部件的蠕变疲劳交互作用损伤分析评估采用不同的方法。对于无缺陷部件，其蠕变疲劳交互作用损伤的寿命评估方法主要有线性损伤累积法、应变范围划分法、应变能划分法、频率修正法、延性损耗法、连续损伤力学法、非线性修正 θ 函数法以及基于微观损伤机制的模型。

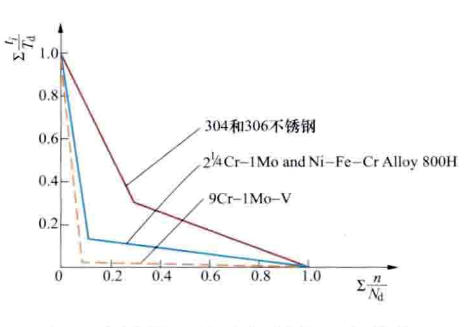


图 2 ASME NH 中提供的几种材料的蠕变疲劳交互作用损伤图

工程中以线性损伤累积法应用较多，如美国的 ASME BPVC Section Ⅲ Subsection NH-Class 1 Components in Elevated Temperature Service（《锅炉和压力容器规范》，第三篇 NH 高温工作条件下的Ⅰ类部件，其中的蠕变疲劳损伤图见图 2）、法国的 RCC-MR 规范的附录 A16—Design and construction rules for mechanical components of FBR nuclear island（FBR 核岛机械构件的设计和建造规范）等。

对含缺陷部件，国外已制定了很多蠕变疲劳交互作用损伤下的寿命评估规范，如欧洲的 SINTAP—Structural Integrity Assessment Procedures for European Industry（《欧洲工业结构完整性评定方法》）、欧洲蠕变委员会-ECCC 推荐的 R5—HIGH TEMPERATURE COMPONENT ANALYSIS OVERVIEW OF ASSESSMENT & DESIGN PROCEDURES（《结构高温响应的评定规程》）以及英国的 R6—Assessment of the integrity of structures containing defects（《含缺陷结构完整性评定方法》）等。

参考书目

American society of Mechanical Engineers. Boiler and Pressure Vessel Code, Section Ⅲ, Subsection NH Class 1 Components in Elevated Temperature Service. New York: ASME, 2010.

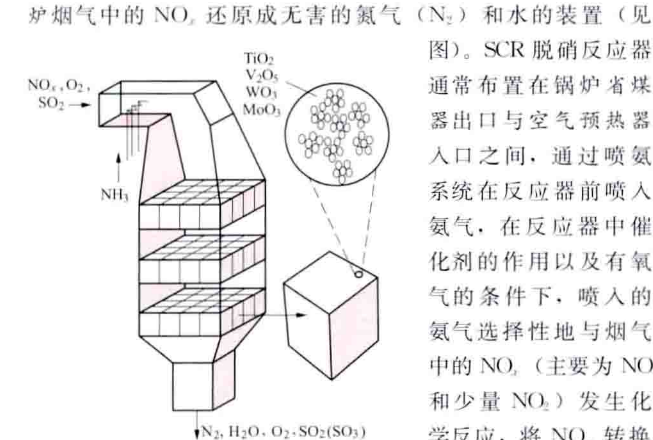
涂善东. 高温结构完整性原理. 北京：科学出版社，2003.

S

SCR tuoxiao fanyingqi

SCR 脱硝反应器 (selective catalytic reduction reactor)

利用氨（NH_3）作为还原介质，在催化剂的作用下将锅炉烟气中的 NO_x 还原成无害的氮气（N_2）和水的装置（见图）。SCR 脱硝反应器通常布置在锅炉省煤器出口与空气预热器入口之间，通过喷氨系统在反应器前喷入氨气，在反应器中催化剂的作用以及有氧气的条件下，喷入的氨气选择性地与烟气中的 NO_x（主要为 NO 和少量 NO_2）发生化学反应，将 NO_x 转换成无害的氮气（N_2）和水（H_2O），脱硝效率可达 80%～95%。主要化学反应过程为



SCR 脱硝反应器示意图

$$4NO+4NH_3+O_2 \longrightarrow 4N_2+6H_2O$$

$$2NO_2+4NH_3+O_2 \longrightarrow 3N_2+6H_2O$$

在催化剂的作用下，烟气中的一小部分 SO_2 会被氧化为 SO_3，其氧化程度通常用 SO_2/ SO_3 转化率表示。在有水的条件下，在反应器中未参与反应的氨会与烟气中的 SO_3 反应生成硫酸氢铵（NH_4HSO_4）与硫酸铵（$(NH_4)_2SO_4$）等一些不希望产生的副产品。副反应过程为

$$2SO_2+1/2O_2 \longrightarrow 2SO_3$$

$$2NH_3+SO_3+H_2O \longrightarrow (NH_4)_2SO_4$$

$$NH_3+SO_3+H_2O \longrightarrow NH_4HSO_4$$

脱硝反应器布置　通常一台锅炉安装 1～2 个脱硝反应器。反应器的催化剂通常采用垂直布置的型式，烟气自反应器顶部垂直向下平行于催化剂表面流动。根据设计脱硝效率，反应器一般初次安装 2～3 层催化剂，工程设计中通常在反应塔底部或顶部预留 1～2 层备用层空间，以备在催化剂活性不能满足脱硝效率要求时添加新的催化剂。催化剂层间高度应以方便安装、检修、维护为宜。整体结构应符合积灰时安全承重并能抵御强风。反应器应能在温度低于 400℃ 的条件下长期工作，当运行温度高于 450℃时，能够经受不少于 5h 的考验，而不产生任何损坏。反应器内烟气流速应满足工程设计要求，一般流经脱硝反应器本体的烟气流速为 4～6m/s。

催化剂型式　SCR 脱硝反应器工程中应用最多的催化剂是氧化钛基 V_2O_5-WO_3(MoO_3)/TiO_2 系列催化剂。按物理外观划分，主流的氧化钛基催化剂有蜂窝式、板式和波纹板式三种，前两种催化剂在电站燃煤锅炉中应用最为广泛。催化剂通常由截面约为 1m×2m 的标准尺寸模块组成，高度依具体工程在一定范围内可选。在反应器内，催化剂模块是以矩阵型式码放在催化剂支撑梁上的，催化剂模块之间、催化剂与反应器内壁面之间设计有防止烟气短路的密封结构，以促使全部烟气必须流经催化剂活性物质表面。

催化剂选型要求　依据各种催化剂的特点结合具体工程特点优选，催化剂体积用量的精确设计主要依据为：①电厂的运行参数，包括烟气流量、烟气温度及成分等；②SCR 脱硝反应器要求达到的性能指标，包括脱硝效率、SO_2/SO_3 的转化率、氨（NH_3）的逃逸浓度等指标；③催化剂的活性；④烟气流速、NH_3/NO_x 摩尔比和温度分布状况。

因此，通常要求烟气进入第一层催化剂时需达到以下分布要求：①烟气速度分布偏差小于 10%；②烟气温度分布偏差小于±10℃（与平均值偏差）；③氨氮摩尔比分布偏差小于 5%；④烟气与垂直方向夹角小于±10°。工程应用中一般要求催化剂的化学寿命达到 16 000～24 000h，机械寿命不低于 50 000h，并能短期承受高温的冲击而不造成活性的明显下降或机械损坏。

sanci xiebo lici

三次谐波励磁 (third harmonic excitation)

同步发电机的定子槽中嵌入一独立的绕组，利用气隙磁场中的三次谐波分量感应出三次谐波电动势，经可控整流后供给转子励磁电流的一种励磁方式，如图 1 所示。

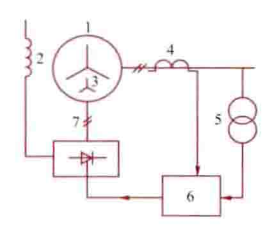


图 1　谐波励磁原理图
1—发电机；2—发电机励磁线圈；3—谐波绕组；4—电流互感器；5—电压互感器；6—自动电压调节器；7—晶闸管整流器

图 2 为三次谐波绕组的一相。其三次谐波的感应电动势为一根线棒的 3 倍，而基波则相互抵消。三次谐波磁场有两个作用：一是横轴电枢反应的基波磁动势与磁导的二次和四次谐波分量相作用产生三次谐波磁密，与直轴的三次谐波磁密差 90°；二是合成主磁通轴线偏离了转子的直轴，使小齿区的磁通密度提高，增加了饱和程度，加剧了磁导分布的不均匀度，使三次谐波绕组的感应电动势随着有功功率的增加而增加，适应发电机励磁的需要，起到自调节作用，可使发电机端电压的波动控制在±10%以内。当电网发生突然短路时也能进行自动强励。

三次谐波励磁是在 20 世纪 60 年代发展起来的，其特点是：无励磁机且有类似相复励系统的快速自调节特性。三次谐波励磁方式结构简单、维护方便、具有一定的恒压特性，单机运行时比较稳定，在小型同步发电机上得到广泛的采用。但在并网运行时，因相复励正反馈作用，易出现振荡，运行不稳定的情况。三次谐波励磁系统在发电厂很少采用。

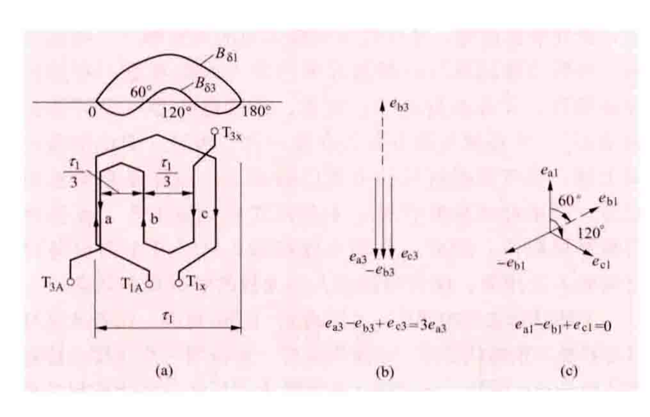


图 2　三次谐波绕组的一相

(a) 三次谐波绕组 T_3 与基波绕组 T_1 的关系；(b) 三次谐波电动势；(c) 基波电动势

shang

熵　(entropy)　热力状态参数之一。定义式为

$$dS=\delta Q_{rev}/T \qquad (1)$$

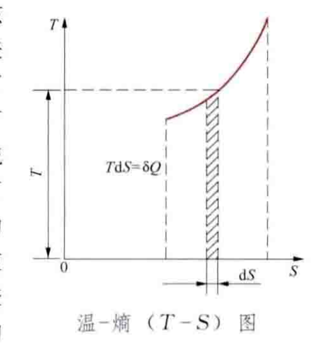
该式表示：热力学系统在微元可逆过程中与外界交换的微热量 δQ_{rev} 与传热的热力学温度 T 之比为该热力学系统的熵的微增量 dS。S 为热力学系统的熵，单位是 J/K。单位质量工质的熵称为比熵 s，单位是 J/（kg·K）。定义式是由德国数学和物理学家 R. 克劳修斯（Rudolf Clausius，1822—1888）于 19 世纪中叶首先引入的，其中文译名“熵”是由清华大学刘仙洲（1890—1975）教授命名的。从熵的定义式可知：可逆吸热过程，系统的熵增加；可逆放热过程，系统的熵减少；可逆绝热过程是一个定熵过程。如果过程中发生任何不可逆现象都会使熵的增量超过相同条件下可逆过程的熵增。

当热力学系统从状态 1 变化到状态 2 时，热力学系统的熵变可表示为

$$S_2-S_1=\int_1^2(\delta Q_{rev}/T) \qquad (2)$$

如图所示的温-熵（$T-S$）图中，可逆过程曲线与 S 轴之间围成的面积代表热力学系统在该可逆过程中与外界交换的热量。$T-S$ 图广泛用于热力过程和热力循环的分析计算。

系统熵变与换热量的关系为 $S_2-S_1\geqslant\int_1^2(\delta Q_{rev}/T)$，其中可逆过程取等号，而不可逆过程取大于号。因为孤立系统 $\delta Q=0$，所以有 $dS_{iso}\geqslant0$，该式是孤立系统熵增原理的表达式，即：孤立系统经历可逆过程其熵不变，经历不可逆过程其熵增加，孤立系统的熵永远不会减少。据此可以判断一个自发过程进行的方向。自发过程总是朝着使孤立系统的熵增加的方向进行的，直到达到极大值时的平衡态为止。



温-熵（$T-S$）图

孤立系统熵的增加意味着做功能力（可用能）的损失。做功能力损失的计算式是 $W_1=T_0\Delta S_{iso}$，式中 T_0 为环境的热力学温度；ΔS_{iso} 为孤立系统熵增。孤立系统熵增愈多，做功能力损失也愈多，所以孤立系统熵增是衡量做功能力损失的量度。

shaoyou dianhuo xitong yunxing

少油点火系统运行　(operation of slight oil ignition)

利用高能气化油枪，使微量的油燃烧，并形成温度很高的油火焰。该高温火焰首先使一小部分煤粉温度迅速升高，着火燃烧，燃烧的煤粉点燃更多煤粉，分级燃烧，逐级放大，达到点燃煤粉的目的。

少油点火运行方式　在冷炉起动点火初期，对于粉包火的火焰结构，不能沿用原有锅炉炉膛安全监控系统（FSSS）对油枪点火进行保护，加上小油枪堵塞造成单只燃烧器灭火时的保护等问题，都需要对原有 FSSS 进行修改。基于这种需要，少油点火器对应的磨煤机具有“少油模式”和“正常模式”两种运行模式，并可在操作员站进行模式切换，从而在点火期间实现磨煤机 FSSS 逻辑切换功能。

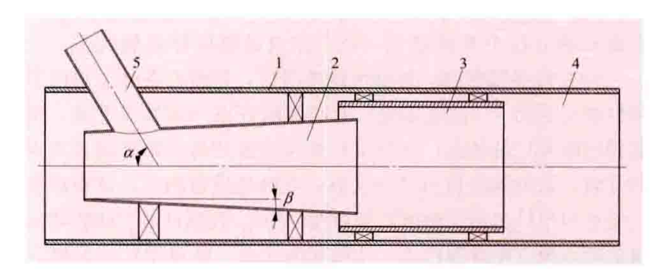
少油点火运行参数监视　严格按照少油点火枪的控制要求调整下列参数：①燃油油压满足要求；②压缩空气压力正常；③助燃风压正常；④各一次风管之间的风速差，一般不容许超过 5%；⑤少油燃烧器壁温正常；⑥少油点火枪火检稳定正常；⑦制粉系统相关参数正常。

少油点火运行注意事项　主要有：①一次风管不通风的情况下，禁止投运小油枪，否则将直接导致少油点火煤粉燃烧器烧损；②发现壁温超高，应降低少油点火枪出力、提高一次风速、降低燃烧器出力，直至壁温恢复正常；③投入第二磨煤机之前燃烧严重不良时，严禁投入大油枪，以免造成炉膛爆燃；④少油点火燃烧器投运初期，应加强锅炉出口烟温及空气预热器入口烟温监视，空气预热器吹灰装置投入连续运行，防止锅炉尾部二次燃烧；⑤当燃烧的负荷超过最低稳燃负荷后，应逐次停止少油点火装置。

shaoyou dianhuo zhuangzhi

少油点火装置　(ignition equipment with slight oil)

利用较少的燃油点燃煤粉、完成锅炉起动过程或在锅炉燃烧不稳时进行稳燃的装置。少油点火装置利用燃油高强度燃烧产生高温烟气逐级引燃经浓缩的煤粉气流，达到节约锅炉起动及稳燃用油的目的，结构见图。通过将原放置在二次风喷口内的大油枪出力减小为 20～300kg/h，并放置在一次风煤粉气流喷口中，使得油燃烧产生的热量能充分被煤粉气流所利用，同时可使一部分煤粉气流在燃烧器内部燃烧，放出的热量又可引燃其他煤粉气流，形成能量的逐级利用，最终达到以煤代油、节约燃油的目的。



少油点火装置结构示意图

1—燃烧器外筒；2—一次燃烧室；3—二次燃烧室；4—三次燃烧室；5—油燃烧室

少油点火装置主要包括少油点火油枪、少油点火油燃烧器、少油点火煤粉燃烧器、冷炉制粉系统、辅助系统（包含炉前燃油及吹扫系统、油配风系统、电视图像及火检系统、燃烧器壁温测量在线监测系统）等。

（1）少油点火油枪。出力为20～300kg/h，用于煤粉燃烧器点火的油枪。

（2）少油点火油燃烧器。配有点火枪、火检、燃烧筒和配风筒的油燃烧装置。

（3）少油点火煤粉燃烧器。与少油点火油燃烧器配合进行点火和稳燃的内燃式煤粉燃烧器。

（4）冷炉制粉系统（针对直吹式制粉系统）。为解决直吹式制粉系统在冷态点火时的热风问题，利用邻炉的高压辅助蒸汽（或利用单独设置的小油枪燃烧产生的热烟气）对装于磨煤机入口处暖风器中的冷空气进行加热，使进入磨煤机的热风温度达到起磨条件。

少油点火技术是从20世纪60年代发展起来的，技术较为成熟，应用也较为广泛。从煤种范围来说，少油点火装置可以用于点燃从褐煤到无烟煤的所有煤种；从炉型方面来看，少油点火装置可应用于四角燃烧、墙式燃烧和下冲火焰燃烧等燃烧方式的锅炉。

shebei yunxing zhuangtai

设备运行状态 （operating status of equipment） 设备与系统的运行情况。设备与系统的状态直接关系到电厂的安全，电厂应通过严格的管理规程和技术措施使电厂运行人员明白无误地了解系统和设备状态，并对系统和设备所处状态及状态的改变予以有效地监督和控制，支持电厂的安全和可靠运行。根据设备所处的不同状况，设备运行状态可分为运行状态、停用状态、备用状态和检修状态等。

运行状态　对电气设备而言，是指已带有电压的状态；对热机设备而言，是指已处于有介质（蒸汽、水、气体、煤、灰、油等）流动或处于已转动的状态。

停用状态　是相对于运行状态而言，是离线状态的总称。对电气设备而言，至少是指已与系统解开并已卸去电压的状态；对热机设备而言，至少是指已与系统隔开，无任何介质流动或设备已处于停止转动的状态。

备用状态　设备处于停用状态，但仍受调度或运行人员控制，可以根据运行需要随时将其转变为运行状态。又可分为热备用状态和冷备用状态两种。

（1）热备用状态。对电气设备而言，是指设备处于与带电部位无明显断开点，且一经合闸能立即带上电压的状态；对热机设备而言，是指设备虽已停用，但仍处于一经打开闸门即可建立压力和流量或一经合闸设备即可转动的状态。

（2）冷备用状态。对电气设备而言，是指设备处于与所有带电部位之间（一侧或多侧）有明显断开点（如隔离开关、熔断器已断开）的状态，但母线电压互感器的高压侧隔离开关未断开时，该母线应视为运行状态；对热机设备而言，是指设备已处于泄压（包括强制泄压和自然泄压）、介质已放尽或转动机械的动力源（电源和汽源）已隔离的状态。冷备用状态的概念不可理解为已可检修。热机设备如冷备用时间过长，应考虑进行设备保养（见热力设备停用保护）。

检修状态　对电气设备而言，是指在冷备用状态的基础上，做好隔离措施，并在设备可能来电的所有侧（一侧或多侧）都挂上接地线（或接地开关已合上）的状态；对热机设备而言，设备本身处于已泄压、介质已放尽（但可能尚有余温），并必须与所有有关介质（汽、水等）源以闸阀关闭上锁，或转动机械的动力源已隔离，并做好安全措施的状态。设备处于检修状态下才允许开始检修工作，在批准的检修期限内，检修工作票未终结前，已经开工的设备应受检修人员控制，调度和运行人员无权改变设备的状态。

上述状态之间的转换，必须遵循一定的规则：设备从运行状态转换为检修状态时，必须按运行→热备用→冷备用→检修的程序进行；同样，从检修状态转换为运行状态必须按相反程序进行，不允许越级执行。例如：电气设备处于热备用状态时，不能直接挂接地线，应先转为冷备用状态，拉开各电源侧隔离开关，才能挂接地线，否则将造成短路和人身伤亡事故。以上程序的正确执行，必须由相应的操作制度做出保证。

sheji rongliang

设计容量 （designed capacity） 火力发电厂当期工程的装机容量。根据电力、热力负荷要求和资金落实情况确定，可按规划容量一次或分期建设。

当期工程的主厂房内各系统和设备布置按设计容量设计。但全厂总体规划和总平面布置应按规划容量统筹规划，以近期工程为主，兼顾远期工程，以保证全厂生产、施工和生活设施的完整性和总体一致性。其他辅助设施及水源、输煤系统、铁路或码头等公用设施一般按设计容量考虑，并留有扩建的余地，必要时可将后期工程的土建结构提前建设。

环境保护设计按电厂分期投产所产生的污染物与当地本底统一规划。

sheji yuanshi ziliao

设计原始资料 （basic data for design） 工程设计所必需的基本资料和原始数据，通过调查、搜集或勘察取得。不同条件的电厂在各设计阶段对设计原始资料有不同的要求。

可行性研究阶段　在初步可行性研究阶段，一般通过调查方式，收集符合该阶段深度要求的资料。在可行性研究阶段，通过调查、搜集，必要时进行勘探，取得需要的设计原始资料。主要内容包括各待选厂址相关的电力系统、供热系统、燃料、地理位置及概况、厂址环境、用地及拆迁、交通运输、地形、地质、地震、水文、气象、施工、脱硫脱硝吸收剂、环境保护、矿藏资源、技经资料等。

电力系统　通过相关电网公司搜集现有电力负荷的性质、分类，电力系统的现状，近期和远景的负荷预测，逐年装机容量，电网的分布和发展、可能的起备电源引接点等资料。

供热系统　对于供热电厂，通过政府、供热规划部门或用户收集供热地区的现状、近期和规划的热负荷及参数、热网的现状和发展等资料。

燃料　通过建设方收集燃料来源及燃料品质分析，包括燃料储量、产量、可供年限、供应点及数量、品质、价格、运输方式、能力、路径及距离等资料。

地理位置及概况　厂址所在行政区的位置及该区的人文状况和社会经济简况。

厂址环境　厂址与城市规划、开发区、居民区、名胜古

迹、文物保护区、生态环境、自然保护区、工矿企业、河流、湖泊、水库、铁路、公路、机场、通信设施、军事设施等的关系及可能存在的相互影响。

用地及拆迁　通过当地政府调查拟建厂址的土地利用现状、土地类型和总体规划。当占用已有房屋建筑时，应搜集拆迁工程内容、工程量、搬迁人数和补偿标准等。

交通运输　需要搜集的资料见表1。

地形　需要搜集的资料见表2。

地质　需要搜集的资料见表3。

表1　需要的交通运输资料

类别	内　容
铁路	厂址附近铁路线的现状及规划，车站分布及与厂址的关系。包括线路等级、通过能力、到发线长度和闭塞方式，专用线接轨点车站及高程，可能引起的改造工程情况，运输管理的特殊规定，对运输的尺寸、重量限制等
公路	厂址附近公路现状及规划情况，包括公路等级、宽度、结构、坡度、最小弯曲半径、桥涵等级、防洪标准、行车密度、专用线的连接点位置及高程，以及对运输的尺寸、重量限制等
水路	厂址附近水路运输现状及规划情况，港口分布及与厂址的关系，包括海运、河运的通航能力、里程、季节，航道状况，运费，码头装卸能力，作业时间要求，可供利用的条件，新建码头的可能性及有关的运输管理规定和特殊要求，对运输的尺寸、重量限制等

表2　设计需要的地形资料

名称	内　容	获取方式
遥感图像	厂区及附近城镇、村落地势地理全貌。比例尺为1∶50000～1∶5000	向测绘或地理信息部门搜集
地理位置	地形、地物、水系、交通、植被、工矿资源、居民点等的坐标、高程、磁偏角、行政区划。比例尺为1∶50000	向地方主管部门调查落实
厂区地形图	厂区及厂外重要配套设施区域的地形、道路、建（构）筑、水系、林木、沟道、电信及其他地物。比例尺为1∶10000～1∶2000	1∶10000地形图向测绘部门搜集；1∶2000、1∶5000地形图自行测绘
厂区关系图	厂区、生活区、水源地、贮灰场、煤矿输煤皮带、铁路专用线和接轨点的环境位置关系和其他用地。比例尺为1∶10000	在1∶10000地形图的基础上自行调绘

表3　设计需要的地质资料

名称	内　容	获取方式
区域地质	选址区的大地构造位置，宏观地貌与岩性，地质构造与活动断裂，地震区带与历史地震	向国土、地矿、地震部门搜集
工程地质	建厂地区（包括水源地、灰渣场等）的地层岩体分布，地基结构及物理力学性能，地下水分布及对工程建设的影响，土水腐蚀性，地基液化等特殊岩土隐患，地基类型	自行勘察
环境地质	厂区及厂外配套地段可能遭遇滑坡、崩塌、泥石流、采空塌陷、风蚀沙埋等影响的地质条件及治理可行性	资料搜集与自行勘察结合；必要时需专业单位论证
水文地质	建厂地区的水文地质环境，含水层和隔水层的性质与分布，地下水的径流、补给、排泄条件及相关参数，水质成分、拟设水源地的储存量和允许开采量	概略资料可向地矿部门搜集，核实资料需专门勘察，且事先向政府部门申请并得到批准

地震　通过《中国地震动参数区划图》了解地震峰值加速度、地震基本烈度、特征周期等抗震设计基本参数。大中型电厂和区划图界线附近的电厂需由地震安全性评价单位进行专门评价或复核地震烈度，其成果经政府主管部门鉴定批复，作为抗震设计依据。

水文　向水文部门搜集地表水文分布状况，包括河流、海水、水库、渠道等水体的水位、水温、流量、流速、流向、潮汐、波浪、冲刷、淹没、内涝、泥沙及水质等水文要素，历史频率和环境变化因素，冰凌、漂流物等特殊情况，以及地表可用水源及其保障程度，河（海）岸侵蚀程度及稳定性，河（海）床冲淤变化幅度等水文条件，必要时实地勘察或专题研究。

气象　向气象部门搜集厂址区域气候特点及气温、风速、风向、湿度、降水量、蒸发量、积雪、挂冰、冻土等基本气象要素，通过气象统计方法，取得最大、最小和平均值、相关值及有关的变化曲线、图表，以及厂址累年和累年逐月气象特征值等。并调查历史气象灾害，必要时进行气象观测和极端灾害天气专题研究。对于空冷系统、冷却塔热力计算及环境保护需要的气象资料，应收集设计相关的气象资料，如典型年气温累积小时数统计表及累积频率曲线；低空气象资料等。

施工　施工场地的位置、面积、地形、交通运输条件，地方材料的产量、价格和供给能力等。

脱硫脱硝吸收剂　石灰石矿分布、名称、储量、品质、开采量、利用情况、供应量及运价等；脱硝吸收剂（如氨水）的供应方、供应能力及运距、运输方式、运价等。

环境保护　厂址有关地区污染情况的调查，环境现状本底资料的搜集，当地对环境保护的特殊要求、工农业和生态环境的保护条件等。

矿藏资源　向地矿部门搜集并实地调查厂区及厂外配套邻近区域地质矿藏的种类、分布范围、埋藏深度、地质储量、探矿权与采矿权设置、开采规划及产量、开采工艺及顶板处理方式、保安柱设置、地面塌陷变形等对建厂的影响。

技经资料　有关利率、上网电价、煤价、热价、水价及当地材料信息价格等。

初步设计阶段　对可研阶段搜集的资料深化补充，进行厂址初步勘探外，主设备（锅炉、汽轮机、发电机）通过采购收集初步资料，辅助设备可参考同类型电厂的资料或产品样本。

施工图设计阶段　按已批准的初步设计要求，对可研、初设阶段已收集的资料进一步深化，进行厂址的详细勘探；通过辅助设备采购，搜集所有设备和材料的详细资料，包括结构外形图，基础荷载图，控制原理图，材料性能，安装、运行和维护说明书等。

shexian jiance

射线检测 (radiographic inspection) 利用射线穿透物质后，在缺陷位置因衰减不同发生强度变化的特点，对构件进行检测的无损检测技术。常使用的射线为X射线、γ射线、中子射线等。X射线、γ射线都是波长很短的电磁波，工业用X射线的波长一般为10^{-6}～10^{-10}cm，常用γ射线的波长为10^{-7}～10^{-10}cm。两者仅是发生方法不同。X射线是由高速运动的电子束撞击靶面金属激发产生，γ射线则是由放射性同位素衰变时放出。中子是原子核组成部分，在核反应时放出的中子流称为中子射线。这三种射线均易穿透物质。

如图1所示，射线在穿透物质过程中，受到吸收和散射，其强度小于穿透前的强度。衰减程度取决于物质的密度、原子序数和每千克物质含有的电子数以及射线种类。当厚度相同的材料中含有某种缺陷，例如气孔时，有气孔部分射线易于透过。相反，如果材料中混进了容易吸收射线的异物，例如钨等，则有异物的部分射线被吸收较多。因此以强度均匀的射线照射被测的物体时，透过后的射线使特制的照相胶片感光，将胶片显影后就可以得到与材料内部构造和缺陷相对应的黑度不同的影像，即射线底片。通过对底片的观察就可以直接得到被测物体的内部缺陷情况。因此，射线检测也称作射线照相。

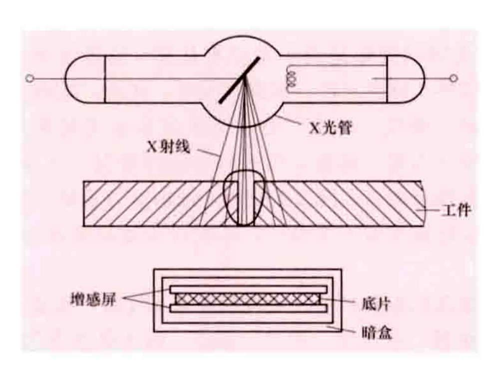


图1 射线检测原理图

射线检测的优点是易于判别缺陷的性质、形状、尺寸、分布，能够给出缺陷的二维图像并可作为永久性记录；缺点是检测装置比较笨重，检测速度较慢，成本高，射线对人体有害等。

射线检测技术要求将被测工件中的缺陷尽可能清晰、真实地显示在底片上。因而要掌握射线与被透射物及感光胶片上的相互作用的感光原理以及缺陷辨认（评片）和辐射防护等主要环节。

感光原理 当射线胶片受到射线源照射时，就会产生“潜影”。把这张胶片进行处理，就会产生可见影像。其影响因素有散射比、底片反差和黑度等。为了缩短曝光时间，往往采用增感屏。要得到良好的检测底片，必须根据构件的形状大小、材质，选用合适的射线，在一定距离下根据胶片性能，选定合适的曝光时间。

衰减系数 强度为I_0的单一波长窄平行束射线透过厚度为x的物体后，其强度为I，则穿透率I/I_0可由$I/I_0=e^{-\mu x}$得出。μ即衰减系数或称吸收系数。它与射线的种类、能量以及穿透物质的种类和密度有关。射线波长越长、穿透物质的原子序数与密度越大，则相应的衰减系数越大。

黑度 射线作用于胶片的银盐颗粒后，经显影处理，底片将变黑。如光照强度为L_0的可见光透过黑化了的底片后光照强度减为L时，则黑度$D=\log(L_0/L)$。

增感屏 拍摄射线照相底片时，单用胶片感光，效率很低，需要延长曝光时间。通常将0.03～1mm厚的金属箔增感屏紧贴在胶片两侧，射线激发增感屏中的磷光层，使其释放出可见光，再利用这种可见光使胶片感光形成潜影，从而大大缩短曝光时间，这种射线照相中常用的增感屏称为金属增感屏，是增感屏的一种。

胶片反差 以曝光量的对数为横坐标，以相应曝光量下的黑度为纵坐标绘成的曲线，称为胶片特性曲线。特性曲线上某一黑度点的斜率$dD/d(\log E)$称为胶片在该黑度下的反差，以γ表示。在一定条件下，胶片的反差与黑度成正比。胶片反差高有利于缺陷的显示。

散射比 射线穿透构件时，在构件内部会产生散射X射线和荧光X射线等二次射线，同时与来自胶片背面的物体产生的射线一起作用在胶片上。如果I_0是射线直接透射到胶片上某一点的强度，而I_s是该点的散射线强度，则散射比$n_0=I_s/I_0$。构件的厚度越大或射线的照射面积越大，射线的波长越短，n_0值也越大。散射线对检出缺陷的影响是不可忽视的。

透照反差 吸收系数为μ，胶片反差为γ，散射比为n_0。如果被照构件存在Δx的厚度差，则经射线照射后，底片上将产生的黑度差$\Delta D=0.434\mu\gamma\Delta x/(1+n_0)$。$\Delta D$为透照反差。

几何不清晰度 引起缺陷模糊的因素很多，大致有因几何条件产生的半影效应、胶片颗粒性、射线能量及散射等。作为几何条件所造成的影响，是由X射线焦点及γ射线源（束）的几何尺寸（焦点）有一定大小所致。设焦点尺寸为d，焦点到工件距离为L_1，检测工件表面至成像平面的距离为L_2，则最大半影宽度$U_g=dL_2/L_1$，半影的宽度U_g即为几何不清晰度（见图2）。为了获得清晰的影像，应选用小焦点、大焦距（L_1+L_2）透照。

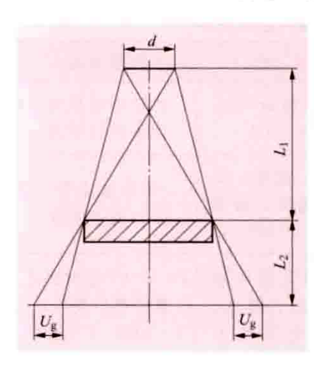


图2 几何不清晰度U_g示意图

灵敏度 射线照相发现缺陷的能力通常也是透射质量的标志。不同的透照构件其透照要求有所不同，因而其灵敏度也有所不同。

缺陷辨认 有了高质量的检测底片，还应能正确辨认缺陷及缺陷的大小和性质，并用像质计评价透射质量。

像质计 根据像质计在射线底片上显示的图像情况，判断射线最终照相质量的工具。常用的形式是封在塑料片中的一组不同直径的金属丝。每根金属丝对应一个规定的阿拉伯数字，将其置于被透工件表面，在底片上能辨认出的最细金属丝所对应的数字，即为像质指数。像质指数越高，表示透射质量越高。

曝光图 底片的黑度与射线能量、强度、曝光时间以及被透照构件厚度有关，为使用方便，可通过实验，事先做出曝光量（通常以X射线管电流乘曝光时间表示）与X射线管电压及构件厚度的关系图供查阅，这种图称为曝光图。曝光图是在一定条件下制作的，这些条件包括黑度、X射线机

型号、增感方式、焦距、被透物质、胶片种类、显影条件等。当实际工作条件与制图条件不同时，必须进行修正。

人身防护 在核反应和电离辐射的量中，剂量当量用 H 表示，其定义为在要研究的组织中某点处的吸收剂量 D、品质因数 Q 和其他一切修正因数 N 的乘积，($H=DQN$)。单位名称为希［沃特］，符号为 S_V，$1S_V=1J/kg$。世界各国对辐射防护有严格要求，按照各种条件和人身部位有详细规定，例如一般规定放射工作人员受到全身均匀照射时的年剂量当量不应超过 $50mS_V$。

射线检测设备 常见的有X射线检测机、γ射线检测用的放射性同位素以及加速器和断层扫描装置等。

X射线检测机 由X射线管和高压变压器组成。有固定式和携带式两种，携带式便于电厂使用，但穿透力较低。按X射线管的阴极发射电流和阳极加速电压分若干规格系列，电压越高，穿透力越强。如电压为400kV时，可穿透钢材厚度为230mm。

γ射线检测设备 由产生γ射线的同位素与机械设备组成，利用放射性同位素发出的γ射线进行的射线检测，其原理与X射线检测相同。常用的放射源有钴60、硒75、铯137、铱192等。就发出相同级别的波长射线而言，γ射线检测的设备要比X射线检测机价格低，且利于搬运。γ源的体积小，可以通过导向软管送到预定的部位进行拍照，不需要外部电源供给，可在野外作业，能进行周向曝光，设备牢靠，操作维护比较简单。有些γ射线可以穿透很厚的材料，例如钴60可穿透厚度为150mm的钢板。其缺点是不能像X射线那样随意关掉辐射源，需要考虑更多的安全防护措施，γ源的铅防护容器的质量较大。所得底片反差较X射线差。其穿透能力取决于源的种类而不能随意调节。对于半衰期很短的同位素，还要增加频繁更换源的费用。

加速器检测设备 用于检测的加速器有电子加速器和正离子加速器。电子加速器是加速电子的装置，有回旋加速器、直线加速器等，属于X射线检测设备。电子在加速中产生X射线的能量可达3～15MeV甚至更高(20MeV)，可用于探测厚度达600mm的构件，主要在重型制造业中使用。正离子加速器是获得加速中子的装置。已有携带式的正离子加速器中子检测设备在核电厂使用。

计算机断层扫描装置 即工业CT装置。可用X射线或中子射线进行构件的计算机断层扫描，获得横截面缺陷图相，已在电厂中应用。如火电厂用以检查高温蒸汽管道，核电厂用中子断层扫描获得核燃料堆横截面图像。

shentou jiance

渗透检测

(penetration testing) 利用液体渗入构件材料表面从而检测出裂纹等缺陷的无损检测技术。渗透检测只限于检验表面开口的缺陷，一般分为着色法与荧光法。着色法检验以颜色显示缺陷，荧光法则以荧光显示。渗透检测应用方便，不受材质和构件形状限制，灵敏度高，在电厂可应用于磁粉检测无法或不便实施的构件，包括汽轮发电机护环、汽轮机高压转子叶轮、汽轮机叶片工作面和根部、汽轮机汽缸以及奥氏体不锈钢焊缝等表面裂纹检验。

按照渗透液的清洗方法不同，渗透检测分为水洗型、乳化型和溶剂清洗型三类。渗透液为表面张力小而且含有颜料(用于着色法)或荧光物质(用于荧光法)的液体，将其喷涂于构件表面，待确保液体渗入表面缺陷后，擦去并清洗干净表面过剩的渗透液，再涂上一层薄薄的吸收物质(显像剂，一般为白色粉末)，将渗入缺陷的渗透液吸出来，在白色衬底上便显示出着色的渗透液，即缺陷的形状和位置的像。如用荧光渗透液则应在紫外线［波长(3300～3900)×10^{-10}m］下观察，缺陷的图像会显示得格外清晰。

shengya bianyaqi

升压变压器

(step-up transformer) 输出电压高于输入电压的电力变压器(外形见图1)。发电厂利用升压变压器将发电机端电压升高到输电电压，使相同的输送容量下可减小电流，降低输送电能损耗。发电厂一般采用双绕组升压变压器，如电厂有两种等级升高电压且相互之间有功率交换时，中等容量机组也有选用三绕组或自耦变压器；当高、中压两级电网均为中性点直接接地系统且两级电网电压之比接近2时，也可采用自耦变压器。

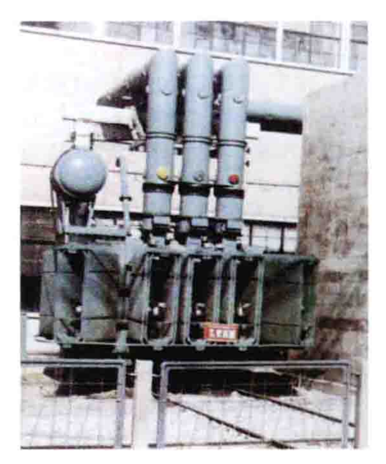


图1 升压变压器

结构 升压变压器广泛采用油浸式电力变压器，其结构主要由铁芯、带有绝缘的高低压绕组、变压器油、油箱、绝缘套管和冷却装置组成。

类型 按绕组数及其结构形式不同可分为双绕组、三绕组和自耦变压器三种；按相数可分为三相和单相变压器两种；按调压方式不同可分为无励磁调压和有载调压两种；按铁芯与绕组的组合结构不同，可分为芯式变压器和壳式变压器。变压器绕组和铁芯见图2。

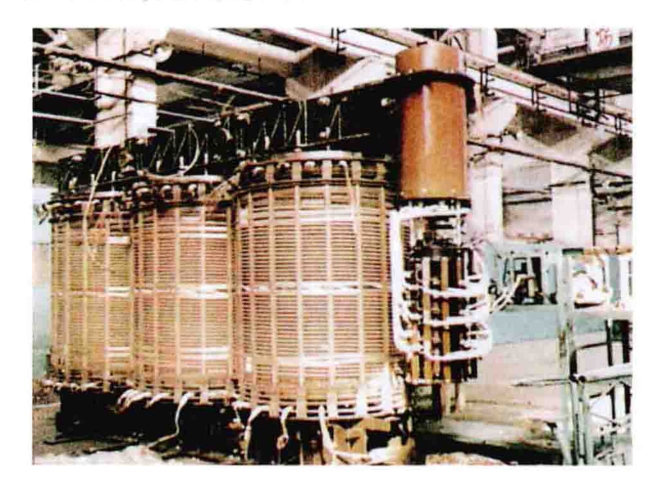


图2 变压器绕组和铁芯

主要参数 包括额定容量(视在功率)、额定电压、额定电流和额定频率。此外，还有绕组的接线组别、电压调整方式和范围、阻抗电压、空载电流、损耗、绝缘水平、正常

与非正常使用条件等。

升压变压器低压侧额定电压与发电机相同，高压侧额定电压、调压范围和级数与电网的参数和要求有关。

调压　与发电机直接相连的双绕组变压器不需采用有载调压装置，可用调节发电机的电压来改变变压器的输出电压。三绕组变压器当功率大小及方向变化大，电压偏移超过额定运行电压的±5%时，需采用有载调压装置。广泛将有载分接开关装在与变压器油箱分隔开的单独油箱内，防止分接开关经常动作使变压器油质劣化。

冷却　根据升压变压器的容量不同，冷却方式有油浸自冷（ONAN）、油浸风冷（ONAF）、强迫油循环风冷（OFAF）、强迫油循环水冷（OFWF）和强迫油导向循环（ODAF）等。大型电力变压器广泛采用强迫油循环风冷系统。

发展　19世纪80年代初，在采用交流输电的同时就有升压变压器问世，当时高压仅为1.0kV，容量为5kV·A，到20世纪初才制成1MV·A的变压器。到20世纪70年代初制造的升压变压器的容量已达1300MV·A，升高电压到345kV。现在已能制造1500MV·A、765kV三相大型升压变压器与1300MW的汽轮发电机相匹配。中国从20世纪50年代初开始试制仿苏联设计的电力变压器，50年代末自行设计，70年代初变压器电压等级提高到330kV，70年代末提高到500kV。进入21世纪后，随着750kV电网的发展，现已能够制造与1000MW发电机送出容量相匹配的3相1140MV·A、800kV升压变压器，并已研发试制成功连接发电机升高电压为1100kV、单相容量400MV·A的升压变压器。

见《输电与变电卷》电力变压器。

shenghuoshui xitong

生活水系统　（potable water system）　用于全厂生活用水的取水、水处理、调蓄及输配水等的整个设施。

生活用水包括电厂的生活饮用水、淋浴用水、生活杂用水（厕所冲洗、绿化、洗车、扫除）及试验室零星生产用水等，当电厂居住区邻近厂区时可统一考虑其相应用水。生活水系统应根据全厂水量平衡、节约用水、满足用户水质要求等原则设计。

水源选择　当电厂补给水采用地表水、海水淡化等水源时，生活水的取水一般从补给水系统引接。在条件允许时，可从城市自来水管网接引或选用地下水。再生水和疏干水不能作为饮用水和淋浴用水水源。

水处理　生活水一般采用常规处理（混凝、沉淀、过滤）工艺。

饮用水应满足生活饮用水卫生标准，可采用活性炭吸附工艺深度处理。该工艺可以除臭、去色、脱氯，去除常规处理工艺难以去除的有机物、重金属、合成洗涤剂、病毒及放射性物质等。生活饮用水的消毒可采用氯、氯胺、二氧化氯、臭氧、紫外线消毒或上述方法组合，根据原水水质和处理工艺采用滤前、滤后一次或二次消毒。设计的加氯量应根据试验或相似条件水处理站的运行经验，按最大量确定。氯与水的接触时间不少于30min，氯胺与水的接触时间不少于2h。管网末端的余氯量应不小于0.1mg/L。

水量水压　生活水量根据全厂职工和居住区人数及用水项目逐项计算确定。生活水系统的水压按最高用水点所需水压及管网阻力损失确定。火力发电厂最高用水点一般为主厂房屋顶的高位消防水箱。

生活水泵房通常与其他给水泵房合建。生活水系统应有水量调节的功能，一般采用变频调速给水设备、气压给水装置或泵与高位水箱联合供水系统。如建设生活蓄水池，其有效容积可按最高日用水量的10%～20%设计。生活饮用水管网严禁与生活杂用水管网连接。

shenghuo wushui chuli

生活污水处理　（treatment of sanitary sewage）　用物理、生化等方法对生活污水进行处理，使水质符合有关排放标准的工艺。生活污水主要包括洗涤水、粪便、冲洗水等，一般含有需氧有机物、病原微生物、无机性悬浮物和植物营养物等。需氧有机物包括碳水化合物、蛋白质、油脂、氨基酸、脂肪酸、酯类等，这些物质含量常用五日生化需氧量（BOD_5）表示。病原微生物包括病菌、寄生虫、病毒等。无机性悬浮物含量一般为200～500mg/L。植物营养物包括含氮、磷的物质。

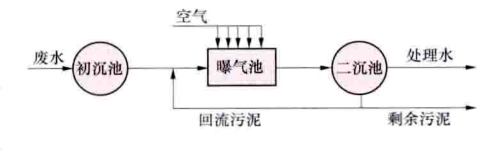
生活污水如不经处理排入水体，会造成水体中悬浮物和生化需氧量增加，导致水体缺氧，影响水生生物繁殖；污水中含有的病菌和病毒会传染疾病；污水中的氮和磷会引起水体富营养化，促使藻类、水生植物大量繁殖，导致水质腐败，环境恶化，危及水生动物。对于靠近城镇的火力发电厂，其生活污水一般排入城市下水道管网系统，进入城市污水处理厂集中处理；远离城镇的，一般应单独设置生活污水处理站。生活污水处理按其处理程度可分一级、二级、三级三个级别。

一级处理　又称机械处理，主要去除污水中颗粒较大的悬浮物质。一级处理的流程通常为格栅—沉砂池—沉淀池。格栅主要用于拦截污水中大于栅条间隙的漂浮物，一般布置在污水处理站或泵的进水口，以防止管道、机械设备及其他装置的堵塞。沉砂池主要分离污水中粒径较大的砂土等无机悬浮物。沉淀池用来去除水中大部分可沉淀的悬浮固体，作为生化处理的预处理，一般称初次沉淀池。污水经一级处理后，五日生化需氧量（BOD_5）一般可减少25%～40%，悬浮颗粒减少60%。

二级处理　污水经一级处理后再进行二级处理，以除去污水中胶体状和溶解性有机污染物，使污水进一步净化。二级处理一般用生物化学处理（简称生化处理）。

生化处理是利用各种微生物将废水中的有机污染物分解并向无机物转化，达到废水净化的目的。一般认为，污水中BOD_5/COD_{cr}大于0.3时，易于用生物转化降解。生化处理可分好氧生化处理和厌氧生化处理，处理生活污水通常采用好氧生化处理。好氧生化处理法有：①活性污泥法：将经一级处理后的污水与回流的活性污泥同时送入曝气池，成为混合液，向池中注入压缩空气进行曝气，使污水与活性污泥充分接触，在充氧状态下，污水中的有机物被活性污泥中的微生物群体分解而降解，污水得到净化。活性污泥用沉淀法从已处理过的污水中分离出来，大部分活性污泥回流或循环再用，而过剩的部分作为剩余污泥排出。其流程如图所示。②生物膜法：利用生长在滤料或某些固体载体上呈膜状的微生物群体来处理污水。典型设备是生物滤池（曝气

池）和生物转盘。在生物滤池中污水由上而下流过滤料层与生物膜接触，所需氧气是通过池的内外温差所引起的空气流动来供给的，空气可连续通过滤床，使布满在滤料上的含细菌和真菌的生物膜加速生长，从而对污水进行氧化和净化。生物转盘，又称浸没式生物滤池，是通过盘片的不断旋转使生物膜与槽中污水均匀接触，使生物膜直接从空气中得到需要的氧气。



活性污泥法基本流程图

活性污泥法适用于污水量大、浓度高的污水处理。生物膜法适用于中小型污水处理，对冲击负荷有较强的适应能力。污水经二级处理后，可降低污水中90%的生化需氧量和悬浮固体颗粒，出水水质一般可达到国家规定的排放标准。

三级处理　也称高级处理，主要用于去除二级出水中氮、磷营养物及难以降解的物质。主要方法有絮凝、过滤、吸附、离子交换、膜处理等物化法。三级处理效率会更高，污水的重复利用程度也更高。

应用与发展　20世纪70年代以前，中国火电厂的生活污水不经处理就排入城市下水道或附近水体。70年代后，大多数电厂采用化粪池处理。80年代初，随着环保意识的加强，环保标准的严格要求，开始对新建电厂的生活污水设置处理系统。初期，一般均采用处理城市生活污水的活性污泥延时曝气处理系统。运行实践表明，因电厂的某些特定因素，生活污水中的BOD_5、COD含量较低，微生物得不到充足的营养物质而无法维持生存和繁殖，已建成的活性污泥处理系统，绝大多数未能投入正常运转。而采用接触氧化法、氧化塘法等处理生活污水，获得了较为成功的经验。有些电厂采用凝聚、澄清、过滤、消毒的处理系统来处理电厂生活污水或生活污水和工业废水的混合水，处理后再用于循环冷却水系统的补充水。

将生物处理技术与膜处理技术进行有机结合发展起来的膜生物反应器技术（MBR）在生活污水处理中也得到越来越广泛的应用，该技术具有工艺先进、占地面积小、运行简单、自动化程度高、出水水质稳定等特点。

shenghuo yinyongshui weisheng biaozhun

生活饮用水卫生标准

（standards for drinking water quality）　为保障居民身体健康，对生活饮用水中有害物质的容许含量所做的规定。该标准既是供水部门的产品质量标准，也是卫生部门开展饮水卫生工作、评价饮用水水质的依据。

中国在1976年试行标准基础上，于1985年正式颁发了国家标准GB 5749—1985《生活饮用水卫生标准》，2006年进行了修订，由卫生部和国家标准化管理委员会联合发布GB 5749—2006《生活饮用水卫生标准》。标准规定了生活饮用水水质卫生要求、生活饮用水水源水质卫生要求、集中式供水单位卫生要求、二次供水卫生要求、涉及生活饮用水卫生安全产品卫生要求、水质监测和水质检验方法，适用于城乡各类集中式供水的生活饮用水，以及分散式供水的生活饮用水。

生活饮用水水质卫生要求的指标包括水质常规指标及水质非常规指标，对于集中式供水还规定了饮用水中消毒剂的常规指标。农村小型集中式供水和分散式供水因受条件限制，部分指标可适当放宽。水质常规指标分为：①微生物指标，包括总大肠菌群、耐热大肠菌群、大肠埃希氏菌、菌落总数4项；②毒理指标，包括砷、镉、六价铬、铅、汞、硒、氰化物、氟化物、硝酸盐、三氯甲烷等15项；③感官性状和一般化学指标，包括色度、浑浊度、嗅和味、肉眼可见物、pH值、铝、铁、锰等17项；④放射性指标，包括总α放射性和总β放射性2项。水质非常规指标分为：①微生物指标，包括贾第鞭毛虫和隐孢子虫2项；②毒理指标，包括锑、钡、铍、硼、镍、钼、银、铊、氯化氰、一氯二溴甲烷、六六六、乐果、对硫磷、敌敌畏、乙苯、二甲苯、苯等59项；③感官性状和一般化学指标，包括氨氮、硫化物和钠等3项。饮用水中消毒剂常规指标包括氯气及游离氯制剂、一氯胺、臭氧和二氧化氯等4项。水质指标共106项。标准还以资料性附录的形式，给出了其他30项生活饮用水水质参考指标及限值。

许多国家都有生活饮用水标准，如2004年实施的日本饮用水水质基准，2002年实施的俄罗斯国家饮用水卫生标准，美国环保署2004年颁布的饮用水标准和健康状况公告。世界卫生组织制定的生活用水水质的物质允许限量可供各国借鉴和参考，如世界卫生组织2004年发布的第三版饮用水质量导则。

shengtai yingxiang pingjia

生态影响评价

（ecological impact assessment）　对建设项目可能产生的生态影响进行识别，采用定量分析与定性分析相结合的方法进行预测与评价，并有针对性地提出生态防护对策。

生态影响评价可大致分为生态环境影响识别、现状调查与评价、影响预测与评价、提出减缓措施和替代方案四个步骤。

生态影响评价通过定量揭示和预测人类活动对生态环境及经济发展的影响，来揭示一个地区的生态负荷或环境容量，评价生态系统在外力作用下的动态变化。①评价坚持重点与全面相结合的原则。既要突出评价项目所涉及的重点区域、关键时段和主导生态因子，又要从整体上兼顾评价项目所涉及的生态系统和生态因子在不同时空等级尺度上结构与功能的完整性。②坚持预防与恢复相结合的原则。预防优先，恢复补偿为辅。恢复、补偿等措施必须与项目所在地的生态功能区划的要求相适应。③坚持定量与定性相结合的原则。生态影响评价采用定量方法进行描述和分析，当现有科学方法不能满足定量需要或因其他原因无法实现定量测定时，生态影响评价可通过定性或类比的方法进行描述和分析。

在区域生态基本特征现状调查的基础上，对评价区的生态现状进行定量或定性的分析评价。在阐明生态系统现状的基础上，分析影响区域内生态系统状况的主要原因。评价生态系统的结构与功能状况（如水源涵养、防风固沙、生物多样性保护等主导生态功能）、生态系统面临的压力和存在的问题、生态系统的总体变化趋势等。分析和评价受影响区域

内动、植物等生态因子的现状组成、分布；当评价区域涉及受保护的敏感物种时，重点分析该敏感物种的生态学特征；当评价区域涉及特殊生态敏感区或重要生态敏感区时，分析其生态现状、保护现状和存在的问题等。

生态影响预测依据区域生态保护的需要和受影响生态系统的主导生态功能选择评价预测指标。通过分析影响作用的方式、范围、强度和持续时间来判别生态系统受影响的范围、强度和持续时间；预测生态系统组成和服务功能的变化趋势，重点关注其中的不利影响、不可逆影响和累积生态影响。敏感生态保护目标的影响评价在明确保护目标的性质、特点、法律地位和保护要求的情况下，分析评价项目的影响途径、影响方式和影响程度，预测潜在的后果。预测评价项目对区域现存主要生态问题的影响趋势。

生态影响预测与评价方法根据评价对象的生态学特性，在调查、判定该区主要的、辅助的生态功能，以及完成功能必需的生态过程的基础上，分别采用定量分析与定性分析相结合的方法进行预测与评价。常用的方法包括列表清单法、图形叠置法、生态机理分析法、景观生态学法、指数法与综合指数法、类比分析法、系统分析法和生物多样性评价等。

生态影响的防护应按照避让、减缓、补偿和重建的次序提出生态影响防护与恢复的措施；所采取措施的效果应有利修复和增强区域生态功能。

涉及不可替代、极具价值、极敏感、被破坏后很难恢复的敏感生态保护目标（如特殊生态敏感区、珍稀濒危物种），提出可靠的避让措施或生境替代方案。

涉及采取措施后可恢复或修复的生态目标时，也应尽可能提出避让措施；否则，应制定恢复、修复和补偿措施。各项生态保护措施应按项目实施阶段分别提出，并提出实施时限和估算经费。

替代方案主要指项目中的选线、选址替代方案，项目的组成和内容替代方案，工艺和生产技术的替代方案，施工和运营方案的替代方案，以及生态保护措施的替代方案。评价应对替代方案进行生态可行性论证，优先选择生态影响最小的替代方案，最终选定的方案至少应该是生态保护可行的方案。

shengtai yingxiang pingjia jishu daoze

生态影响评价技术导则 (technical guideline for environmental impact assessment ecological impact) 规定了生态影响评价的内容、程序、方法和技术要求。

1997年，中国国家环境保护局首次批准HJ/T 19—1997《环境影响评价技术导则 非污染生态影响》。2011年，环境保护部对导则进行了第一次修订，在此基础上发布了HJ 19—2011《环境影响评价技术导则 生态影响》。该导则适用于建设项目对生态系统及其组成因子所造成的影响的评价。区域和规划的生态影响评价可参照使用。

导则主要内容包括工程和规划方案调查分析、生态现状调查与评价、生态影响评价与预测、生态影响评价与预测方法、生态影响的防护和恢复及替代方案。

依据影响区域的生态敏感性和评价项目的工程占地（含水域）范围，包括永久占地和临时占地，将生态影响评价工作等级划分为一级、二级和三级。位于原厂界（或永久用地）范围内的工业类改扩建项目，可做生态影响分析。当工程占地（含水域）范围的面积或长度分别属于两个不同评价工作等级时，原则上应按其中较高的评价工作等级进行评价。

生态影响判定依据国家、行业和地方已颁布的资源环境保护等相关法规、政策、标准、规划和区划等确定的目标、措施与要求；科学研究判定的生态效应或评价项目实际的生态监测、模拟结果；评价项目所在地区及相似区域生态背景值或本底值；已有性质、规模以及区域生态敏感性相似项目的实际生态影响类比；相关领域专家、管理部门及公众的咨询意见。

工程分析 包括项目所处的地理位置、工程的规划依据和规划环评依据、工程类型、项目组成、占地规模、总平面及现场布置、施工方式、施工时序、运行方式、替代方案、工程总投资与环保投资、设计方案中的生态保护措施等。工程分析时段应涵盖勘察期、施工期、运营期和退役期，以施工期和运营期为调查分析的重点。主要内容应包括：可能产生重大生态影响的工程行为；与特殊生态敏感区和重要生态敏感区有关的工程行为；可能产生间接、累积生态影响的工程行为；可能造成重大资源占用和配置的工程行为。

生态现状调查与评价 现状调查应在收集资料基础上开展现场工作，生态现状调查的范围应不小于评价工作的范围。一级评价应给出采样地样方实测、遥感等方法测定的生物量、物种多样性等数据，给出主要生物物种名录、受保护的野生动植物物种等调查资料；二级评价的生物量和物种多样性调查可依据已有资料推断，或实测一定数量的、具有代表性的样方予以验证；三级评价可充分借鉴已有资料进行说明。

生态现状评价应在区域生态基本特征现状调查的基础上，对评价区的生态现状进行定量或定性的分析评价，评价应采用文字和图件相结合的表现形式。

生态影响预测与评价内容 应与现状评价内容相对应，依据区域生态保护的需要和受影响生态系统的主导生态功能选择评价预测指标。

评价方法应根据评价对象的生态学特性，在调查、判定该区主要的、辅助的生态功能以及完成功能必需的生态过程的基础上，分别采用定量分析与定性分析相结合的方法进行预测与评价。常用的方法包括列表清单法、图形叠置法、生态机理分析法、景观生态学法、指数法与综合指数法、类比分析法、系统分析法和生物多样性评价等。

生态影响的防护、恢复、补偿及替代方案 按照避让、减缓、补偿和重建的次序提出生态影响防护与恢复的措施；所采取措施的效果应有利修复和增强区域生态功能。凡涉及不可替代、极具价值、极敏感、被破坏后很难恢复的敏感生态保护目标（如特殊生态敏感区、珍稀濒危物种）时，必须提出可靠的避让措施或生境替代方案。

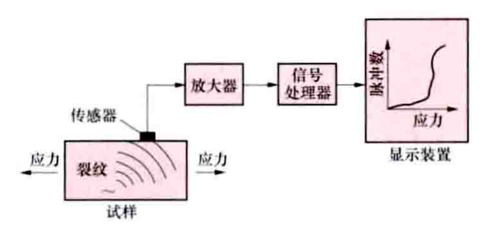
生态保护措施应包括保护对象和目标，内容、规模及工艺，实施空间和时序，保障措施和预期效果分析，绘制生态保护措施平面布置示意图和典型措施设施工艺图。

shengfashe jiance

声发射检测 (acoustic emission inspection) 固体材料或构件因受力产生塑性变形至断裂的过程中，储存的

应变能断续地释放发射出瞬态弹性波的现象。通过接收和分析材料的声发射信号可以评定材料的性能或监测构件的破坏过程。

图示为声发射检测系统原理。材料中裂纹扩展尖端、塑性变形区等声发射源在应力等外部因素作用下产生声发射，被声传感器接收转变成电信号，电信号经放大后送至处理器，测量出发射信号的各种特征参数，并予以显示和记录。在构件的不同部位设置几个传感器，可检测发射源的部位。声发射技术已应用于球罐等压力容器裂纹生成的在线监测。



声发射检测系统原理

shenghuanjing yingxiang yuce yu pingjia

声环境影响预测与评价

(noise impact prediction and assessment)　对建设项目实施引起的声环境质量的变化和外界噪声对需要安静建设项目的影响程度进行预测与评价；提出合理可行的防治措施，把噪声污染降低到允许水平；从声环境影响角度评价建设项目实施的可行性；为建设项目优化选址、选线、合理布局以及城市规划提供科学依据。

1995 年，中国国家环境保护局首次发布了 HJ/T 2.4—1995《环境影响评价技术导则　声环境》；2009 年，环境保护部修订发布了 HJ 2.4—2009《环境影响评价技术导则　声环境》。该导则适用于建设项目声环境影响评价及规划环境影响评价中的声环境影响评价。

导则主要内容包括：声环境影响评价分级、现状调查与评价、环境影响预测与评价等。

声环境影响评价工作等级划分　评价工作等级一般分为三级，一级为详细评价，二级为一般性评价，三级为简要评价。

评价范围内有适用于 GB 3096 规定的 0 类声环境功能区域，以及对噪声有特别限制要求的保护区等敏感目标，或建设项目建设前后评价范围内敏感目标噪声级增高量为 5dB (A)以上［不含 5dB (A)］，或受影响人口数量显著增多时，按一级评价。建设项目所处的声环境功能区为 GB 3096 规定的 1、2 类地区，或建设项目建设前后评价范围内敏感目标噪声级增高量为 3～5dB (A)［含 5dB (A)］，或受噪声影响人口数量增加较多时，按二级评价。建设项目所处的声环境功能区为 GB 3096 规定的 3、4 类地区，或建设项目建设前后评价范围内敏感目标噪声级增高量在 3dB (A) 以下［不含 3dB (A)］，且受影响人口数量变化不大时，按三级评价。在确定评价工作等级时，如建设项目符合两个以上级别的划分原则，按较高级别的评价等级评价。

声环境现状调查和评价　主要调查评价范围内不同区域的声环境功能区划情况，各声环境功能区的声环境质量现状和敏感目标的名称、规模、人口的分布等情况。

现状监测的布点应覆盖整个评价范围，包括厂界（或场界、边界）和敏感目标。

现状评价分析评价范围内现有主要声源的种类、数量及相应的噪声级、噪声特性等，不同类别的声环境功能区内各敏感目标的超、达标情况，说明其受到现有主要声源的影响状况。给出不同类别的声环境功能区噪声超标范围内的人口数及分布情况。

声环境影响预测　预测范围与评价范围相同。建设项目厂界（或场界、边界）和评价范围内的敏感目标应作为预测点。

首先根据声源性质以及预测点与声源之间的距离等情况，把声源简化成点声源、线声源或面声源。根据已获得的声源源强的数据和各声源到预测点的声波传播条件资料，计算出噪声从各声源传播到预测点的声衰减量，继而计算出各声源单独作用在预测点时产生的 A 声级。

建设项目声源在预测点产生的等效声级贡献值（L_{eqg}）计算公式为

$$L_{eqg} = 10\log\left(\frac{1}{T}\sum_i t_i\ 10^{0.1L_{Ai}}\right) \tag{1}$$

式中 L_{eqg} 为建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB (A)；L_{Ai} 为 i 声源在预测点产生的 A 声级，dB (A)；T 为预测计算的时间段，s；t_i 为 i 声源在 T 时段内的运行时间，s。

预测点的预测等效声级（L_{eq}）计算公式为

$$L_{eq} = 10\log(10^{0.1L_{eqg}} + 10^{0.1L_{eqb}}) \tag{2}$$

式中 L_{eq} 为建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB (A)；L_{eqb} 为预测点的背景值，dB (A)。

声环境影响评价　评价建设项目在施工和运行期噪声的影响程度、影响范围，给出边界（厂界、场界）及敏感目标的达标分析，分析建设项目的选址（选线）、规划布局和设备选型等的合理性，评价噪声防治对策的适用性和防治效果，提出需要增加的噪声防治对策、噪声污染管理、噪声监测及跟踪评价等方面的建议，并进行技术、经济可行性论证。

shenghuanjing zhiliang biaozhun

声环境质量标准

(environmental quality standard for noise)　依据人体对噪声的生理与心理反应所制定的环境噪声最高容许限值，以 A 声级［L_AdB (A)］或等效连续 A 声级［L_{eq}dB (A)］表示。

为保障城市居民的生活区环境质量，中国于 1982 年首次颁布了 GB 3096—1982《城市区域环境噪声标准》；1993 年进行了第一次修订，颁布了 GB 3096—1993《城市区域环境噪声标准》和 GB/T 14623—1993《城市区域环境噪声测量方法》；2008 年进行了第二次修订，扩大了标准适用区域，将乡村地区纳入标准适用范围，并将环境质量标准与测量方法标准合并为一项标准，由环境保护部和国家质量监督检验检疫总局联合发布了 GB 3096—2008《声环境质量标准》。标准按区域的使用功能特点和环境质量要求，将声环境功能区分为五种类型：①0 类声环境功能区，指康复疗养区等特别需要安静的区域；②1 类声环境功能区，指以居民住宅、医疗卫生、文化教育、科研设计、行政办公为主要功能，需要保持安静的区域；③2 类声环境功能区，指以商业

金融、集市贸易为主要功能，或者居住、商业、工业混杂，需要维护住宅安静的区域；④3类声环境功能区，指以工业生产、仓储物流为主要功能，需要防止工业噪声对周围环境产生严重影响的区域；⑤4类声环境功能区，指交通干线两侧一定距离之内，需要防止交通噪声对周围环境产生严重影响的区域，包括4a类和4b类两种类型，4a类为高速公路、一级公路、二级公路、城市快速路、城市主干路、城市次干路、城市轨道交通（地面段）、内河航道两侧区域，4b类为铁路干线两侧区域。标准规定了上述五类声环境功能区的环境噪声限值及测量方法。

许多国家都有类似的声环境质量标准，主要是基于保证人正常睡眠、休息、思考、交谈、学习和工作而提出的噪声容许值。根据国际标准化组织（ISO）的调查，在噪声级为85dB（A）和90dB（A）的环境中工作30年，耳聋的可能性分别为8%和18%；在噪声级为70dB（A）的环境中，谈话感到困难；干扰睡眠休息的噪声阈值，白天为50dB（A），夜间为45dB（A）。各国公认的环境噪声基本标准见表。

环境噪声基本标准［dB(A)］

适用范围	理想值	最高值
睡眠	30	50
脑力劳动（交谈清晰）	40	60
体力劳动（听力保护）	70	90

shengmeiqi

省煤器 (economizer)

利用锅炉排烟加热给水的受热部件，用来降低排烟温度，提高锅炉效率，节约燃料耗量，故称为省煤器。对于锅筒锅炉，给水经省煤器提高温度后进入锅筒，可减轻锅筒所承受的热应力。按所用材料可分为铸铁式和钢管式两种，电站锅炉多用钢管式；按水的加热程度分为非沸腾式和沸腾式，大型锅炉常为非沸腾式。

钢管式省煤器由并联的蛇形管组成，管子外径为25～57mm，壁厚3～7mm，一般采用错列逆流布置，以提高换热系数和温压。相对横向节距s_1/d与烟速、堵灰和管子支吊结构有关，一般$s_1/d=2.5\sim3$；相对纵向节距s_2/d与弯管半径有关，一般$s_2/d=1.5\sim2$，甚至更小。对于煤粉炉，为了减轻管子的磨损，有时采用顺列布置。

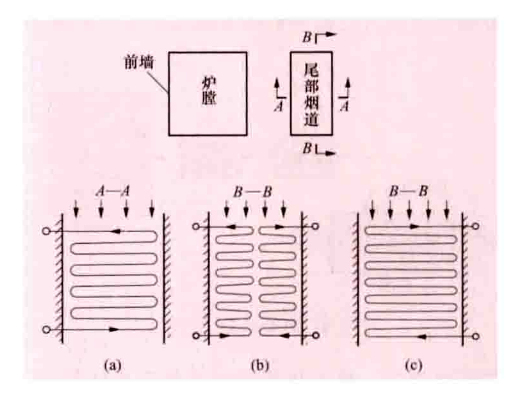
为了便于检修，省煤器管组高度应加以限制，必要时可将它分成几个管组，管组间留出高度不小于600～800mm的空间。省煤器与空气预热器之间的空间高度，一般不小于800mm。

在额定负荷时，省煤器非沸腾部分的水速不应小于0.3m/s，对于沸腾式省煤器，沸腾部分的水速通常不小于1m/s，以免汽水分层。水速也不宜太高，以免增大流动阻力。一般规定，省煤器的水阻力，对于高压锅炉不大于锅筒压力的5%，对于中压锅炉不大于锅筒压力的8%。

省煤器蛇形管的布置方式见图，燃油、燃气锅炉可采用蛇形管平面垂直前墙的布置，燃煤锅炉因有飞灰磨损问题，宜采用蛇形管平行于前墙的布置。中、小容量的锅炉常为单侧进水，较大容量的锅炉可采用双侧进水。

省煤器及其吊挂管中的水应由下向上流动，防止锅炉起动、运行和变工况时产生蒸汽而造成汽塞，导致管子过热而损坏。

沸腾式省煤器的沸腾率一般不大于20%，过大将使流动阻力剧烈增加。对于锅筒锅炉，沸腾率大于30%时，出口部分的蛇形管易产生脉动。



省煤器蛇形管的布置
(a) 蛇形管平面垂直于前墙；(b) 平行于前墙，双侧进水；(c) 平行于前墙，单侧进水

为了减轻飞灰对省煤器管的磨损，燃煤锅炉烟速常控制在7～13m/s范围内，对灰分高且磨损性强的燃料取低值。烟速也不宜过低，否则将造成堵灰。为了防止磨损，可加装防磨装置。

现代锅炉已有采用纵向肋片管、螺旋肋片管和整焊膜式受热面制造省煤器，以增大烟气侧的换热面积，节省金属耗量，降低管组高度和减小烟气侧阻力，并可减轻省煤器磨损。采用纵向肋片管省煤器时一般均用顺列布置。

shixiao fenxi

失效分析 (failure analysis)

对已损坏的金属部件或设备进行损坏原因分析研究的技术，又称损坏分析。失效分析的目的是在确定损坏的主要原因之后，针对其损坏的本质，包括外部工作条件及材料内部组织性质等影响因素，提出相应的对策和措施，以避免同类损坏的再次发生。失效分析的结果可为改进设备或部件的设计、用材和制造质量，以及建立新的质量标准和监测方法等提供科学依据。

失效分析方法 通常是对失效部件或设备（主要是失效体的残骸）进行由表及里的逐步分析。其步骤一般包括损坏金属部件和设备的历史状况（即所经历的使用环境）调查、残骸分析和试验分析等。

历史状况调查　了解失效部件或设备的设计、运行历史和工作条件，调查失效过程中的异常现象，并进行失效现场的照片记录。特别要注意收集损坏部件或设备的残骸并仔细保护。

残骸分析　目的是确定部件或设备中首先发生损坏的部位。其内容包括初步检查和选择有代表性的样品。初步检查以肉眼检查为主，确定断裂的先后顺序，找出断裂的主断口和断裂源，对断裂性质做出初步评估，对所有断口和损坏部位进行照相和记录。选择的样品应足以表达部件或设备的失效特征，要注意收集供对比的试样和能说明环境作用的物证、断口上的腐蚀产物等。

试验分析　包括断口分析、无损探伤、材质分析、应力分析、断裂力学分析以及模拟试验等。断口是失效信息的载体，其形成是材质、应力和环境等综合作用的结果，断口分析包括宏观断口分析和微观断口分析。材质分析和无损探伤主要是研究材料的化学成分、组织结构和性能以及缺陷是否存在等，包括化学成分分析、金相组织分析、物相分析、性

能试验及各种无损探伤方法等。应力分析主要是检验失效部件或设备的受力状态以确定断裂发生的应力。断裂力学分析可为带缺陷部件或设备提供安全运行所能容许的最大缺陷尺寸，并估算出带裂纹部件的剩余寿命。模拟试验是根据初步确定的失效原因，模拟部件的受力状况、应力水平、材质条件和工作环境等进行试验，如能再现先前的失效状态，则可进一步确定失效原因。

根据各项调查研究和分析试验，综合考虑内外因素，内因是材质和设计制造问题，外因是运行工况，或二者交互作用，可以确定失效原因。

电厂部件的失效类型 按失效原因可分为表面损伤失效、断裂失效、变形失效和材质损伤失效等四种。其中断裂失效造成的危害最大。表面损伤失效为部件或设备在长期工作中因诸如磨损、腐蚀、冲蚀等造成表面状态或部件尺寸超过允许值而失效。断裂失效为部件或设备在运行中因超温、超压、疲劳、应力腐蚀、氢脆、蠕变断裂等造成断裂而失效。变形失效则由于部件或设备的弹性变形、塑性变形、蠕变变形等超过允许值而失效。材质损伤失效为在长期运行过程中材料组织老化诸如石墨化、热脆性等而超过允许值而失效。

火电厂典型金属部件失效分析 常见的有锅炉管爆管、汽轮机叶片断裂及高温螺栓脆断等。

锅炉管超温爆管 过热器、再热器或水冷壁管等因运行中超温而造成的爆管，可分为长期过热爆管和短期过热爆管。长期过热爆管为管子的蠕变破裂，多发生在过热器和再热器。其破口特征为管壁几乎不减薄，破口较小，破口断面呈颗粒状，较平整，除主裂纹外，尚有很多与之平行的微裂纹，裂纹为蠕变裂纹，破口周围有较厚的氧化皮，破口处管径涨粗不大。珠光体钢长期过热爆口处的金相组织一般为铁素体加碳化物，珠光体消失。短期过热爆管为管子因高温拉断机制而爆管，多发生在水冷壁管。其破口特征为管壁减薄呈刀刃状，爆口大呈喇叭状，管径有明显胀粗。爆口组织按超温温度的高低可分为拉长了的铁素体加珠光体组织、铁素体加贝氏体和贝氏体组织。超温爆管的原因除错用耐温程度较低级的钢材外，还包括燃烧工况及汽水循环不良、锅炉结构不佳等设计制造原因。

汽轮机叶片疲劳断裂 为叶片失效较普遍的形式。其断口具有典型的同心圆贝壳纹特征，在电子显微镜下为疲劳辉纹，裂纹为穿晶型（有时也有穿晶沿晶混合型），裂纹源通常为叶片材料的冶金缺陷，如夹杂物或叶片的制造缺陷等。除材质和制造缺陷等原因外，叶片疲劳断裂一般与叶片的设计、结构不合理和运行中所产生的振动有关。（见叶片损坏）

高温螺栓脆性断裂 断口为结晶状脆性断口，断面较平整，没有明显的塑性变形，对种植式螺栓通常断在种植端的第一扣螺纹根部，有时断口上还可看到月牙形老裂纹。断裂原因包括材料在长期高温运行中产生的热脆性，以及螺栓设计不合理，螺纹光洁度不合要求，安装歪斜、过紧，以及热紧工艺不良等。

shigongqi huanbao sheshi jianli

施工期环保设施监理 （environment protection equipment supervision during construction period） 依据火电厂环境影响评价文件及其批复，以及火电厂环境监理实施方案，对火电厂施工建设过程中的环境污染治理设施、环境风险防范设施的落实情况进行监督管理。火电厂环保设施监理的基本要求是根据环境影响文件，监督检查火电厂环保设施的建设情况，确保项目“三同时”工作（同时设计、同时施工、同时验收）在各个阶段落实到位，使火电厂环保设施与主体工程同时建成并投入运行。

火电厂施工期环保设施监理工作内容包括：①火电厂烟气污染防治设施环境监理。重点是对烟气除尘、烟气脱硫、低氮燃烧器、烟气脱硝、烟囱、防风抑尘等设施建设情况进行环境监理，监督检查施工期是否按照环评及批复要求进行选择及安装。②火电厂废水处理设施环境监理。重点是对冷却塔排水系统、灰渣水处理系统、脱硫废水处理系统、化学酸碱废水处理系统、工业废水处理系统、生活污水处理系统等设施建设情况进行环境监理，监督检查施工期是否按照设计、环评及批复要求进行建设。③火电厂噪声治理措施环境监理。重点是对冷却塔降噪措施、磨煤机降噪措施、风机降噪措施、锅炉排气降噪措施、直接空冷降噪措施等设施建设情况进行环境监理，监督检查施工期是否按照设计、环评及批复要求进行建设。④火电厂固体废物治理设施环境监理。重点是对灰场的灰水防治施工建设进行监督检查。⑤火电厂事故风险防范措施环境监理。重点是对在线监测系统、油罐区风险防范措施、液氨区风险防范措施等设施建设情况进行环境监理。

shigongqi huanjing baohu dabiao jianli

施工期环境保护达标监理 （environment protection standard supervision during construction period） 依据火电厂环境影响评价文件及其批复，以及火电厂环境监理实施方案，对火电厂施工建设过程中噪声、废气、废水等各种污染物实现达标排放的落实情况进行监督管理。目的是通过施工期环境保护达标监理，确保火电厂施工建设过程中各种污染因子达到环境保护标准的要求。

火电厂施工期环境保护达标监理工作内容包括：①监督火电厂建设过程中施工人员的生活污水和施工废水处理方式及排放达标情况。对生产废水和生活废水的来源、排放量、水质指标及处理设施的建设过程等进行检查、监督，并根据水质监测结果，检查废水是否达到了批准的排放标准要求。②监督火电厂建设过程中产生的大气污染物达标情况。对火电厂的施工和生产过程中产生的废气和粉尘等大气污染状况进行监控，要求各施工单位进入施工现场的各种机械必须达到施工区环保设计文件中规定的废气排放、粉尘浓度控制的要求，检查并督促施工单位落实环保措施，减少或控制各工区道路产生的大气污染物对施工人员及周围环境的影响。③监督火电厂建设过程中施工机械噪声处理方式及排放达标情况。对产生强烈噪声或振动的污染源，应按设计要求进行防治，使施工区域及其影响区域的噪声环境质量达到相应的标准。重点是靠近居民区的施工区域，以及夜间作业产生的噪声。④监督火电厂建设过程中产生的固体废物的处理是否符合环境影响文件的要求，对不符合环保要求的行为进行现场处理并要求限期整改，使施工区达到环境安全和现场清洁整齐的要求。

shigongqi huanjing jianli

施工期环境监理 (environment supervision during construction period) 火电厂环境监理单位受火电厂委托，依据有关环保法律法规、火电厂环境影响评价文件及其批复、环境监理合同等，对火电厂的施工建设实施专业化的环境保护监督管理，并协助和指导火电厂全面落实各项环保措施。从监理对象分，火电厂施工期环境监理包括施工期环境保护达标监理、施工期生态保护措施监理、施工期环保设施监理三个方面；从监理时段分，建设项目工程环境监理包括设计阶段环境监理、施工阶段环境监理、试运行阶段环境监理。

1995年，中国在黄河小浪底工程中首次正规地引入了现代意义上的环境监理。2002年10月，国家环境保护总局会同铁道部、交通部、水利部等六部门联合发布了《关于在重点建设项目中开展工程环境监理试点的通知》（环发〔2002〕141号），要求青藏铁路、西气东输管道工程等13项建在生态敏感区、对生态环境影响突出的国家重点工程实施工程环境监理试点工作。截至2011年底，已有辽宁、江苏、浙江、青海、陕西等省开始在全省范围内推行工程环境监理工作，火电厂环境监理包括其中。国外发达国家最早是在20世纪80年代开始对公路项目进行环境监理研究和实践，并形成了环境监理制度，在项目建设过程中体现环保优先的原则。国外相关经验以及法律规定，明确了涉及建设项目的范畴、准入条件，对中国火电厂环境监理具有很好的借鉴意义。

火电厂环境监理一般工作程序 ①编制火电厂环境监理方案。按照火电厂环境影响评价文件及环境保护行政主管部门批复的要求编制环境监理方案。②依据火电厂建设进度，编制环境监理实施细则。③按照监理实施细则实施监理，环境监理单位实施火电厂设计阶段、施工阶段及试生产阶段的环境监理，编制不同阶段的环境监理报告。④定期向项目电厂提交环境监理报告和专题报告，定期向审批建设项目的环保部门报送环境监理报告。⑤环境监理工作完成，编制火电厂环境监理总报告。火电厂将环境监理总报告报送环评文件的审批部门进行审核备案，进行工程环保竣工验收。

火电厂环境监理的具体工作内容 ①审查火电厂初步设计和施工图设计中环保措施，以及环境保护设计方案是否符合经批准的环境影响评价文件及环境保护主管部门批复意见、相关技术标准和技术规范等。②审核火电厂招标文件、工程合同中有关环境保护条款，施工承包单位必须遵循的环境保护有关要求，并在施工过程中加强监督管理、检查、监测，减少施工期对环境的污染影响。③审查火电厂建设规模、主要设备装备、应配套建设的环境保护污染防治设施、环境风险防范设施等建设情况是否符合环境影响评价文件和环境保护主管部门批复意见；火电厂施工建设过程中防止与减少环境污染措施落实情况、各种污染因子达标排放情况、自然生态保护和恢复措施落实情况；对照环境影响报告书的相关要求，对火电厂施工过程中水、气、声、渣、生态等环保措施进行监督，并按照标准进行阶段验收和签字。④系统记录火电厂施工环境影响，环境保护措施效果，环境保护工程施工质量。⑤负责起草火电厂环境监理工作计划和总结；协助火电厂组织工程施工、设计、管理人员的环境保护培训。⑥环境保护主管部门和环境监理合同委托单位要求进行监理的其他内容。

火电厂环境监理是火电厂环境影响评价和验收监管的重要辅助手段。通过环境监理，确保火电厂符合国家和地方环境保护法律法规和有关的环境标准，达到火电厂竣工环境保护验收条件的要求，对强化火电厂全过程管理、提升环评有效性和完善性具有积极作用。

shigongqi shengtai baohu cuoshi jianli

施工期生态保护措施监理 (ecological protection measures supervision during construction period) 依据火电厂环境影响评价文件及其批复，以及火电厂环境监理实施方案，对火电厂建设过程中对自然生态及景观的保护和恢复措施、水土保持措施及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等环境敏感目标的保护措施的落实情况进行监督管理。

火电厂施工期生态保护措施监理工作内容包括：在火电厂施工建设过程中，保护和合理利用土地资源，采取必要的生态保护措施以减少或缓和施工过程中对生态的破坏，尽量减少不可避免的生态影响程度和范围；预防和治理由于施工过程中所造成的水土流失，加强还耕复绿等施工期间采取的生态保护和恢复措施；施工过程中，对自然保护区、风景名胜区、水源保护区等环境敏感目标有影响的，要掌握敏感目标的分布、保护级别、保护内容等，在自然保护区、风景名胜区等敏感区内施工应符合国家和地方的相关法规、政策的规定。

shikongqi

湿空气 (moist air) 干空气与水蒸气的混合物。所谓干空气，即不含水蒸气的空气。大气中一般都含有或多或少的水蒸气。在工程上也广泛使用湿空气作为工作介质，例如利用未饱和空气掠过物料使之干燥的物料干燥过程、电厂循环水的冷却过程等，这些都需要用到湿空气方面的知识。

饱和湿空气与未饱和湿空气 饱和湿空气是指其水蒸气分压等于该温度下水蒸气饱和压力的湿空气，而未饱和湿空气则指其中水蒸气分压低于该温度下的饱和压力的湿空气。

绝对湿度 指单位容积湿空气中所含水蒸气的质量，故绝对湿度也就是湿空气中水蒸气之密度，即 $\rho_v = m_v/V$。

相对湿度 未饱和空气中水蒸气的分压力 p_v 与相同温度下饱和湿空气中水蒸气分压 p_{sv} 之比，即 $\varphi = \left(\frac{p_v}{p_{sv}}\right)_T$。相对湿度表示湿空气接近饱和湿空气的程度，故也称饱和度。相对湿度也可表示为绝对湿度与相同温度下饱和湿空气绝对湿度的比值：$\varphi = (\rho_v/\rho_{sv})_T$。

含湿量 也称比湿，单位质量干空气中所含有的水蒸气的质量，即湿空气中水蒸气的质量 m_v 与干空气质量 m_a 之比，即 $d = m_v/m_a$，其单位为：kg 水蒸气/kg 干空气。

含湿量与相对湿度的关系为

$$d = 0.622\frac{p_v}{p - p_v} = 0.622\frac{\varphi p_s}{p - \varphi p_s} \tag{1}$$

式中 p 为湿空气的总压力，$p = p_v + p_a$。

露点（t_d） 湿空气中的水蒸气的分压力所对应的饱和

温度，即湿空气在等压下冷却，其中水蒸气开始凝结时的温度。该温度可用露点仪测定。

干球温度（t） 指湿空气的正常温度，可用普通温度计放入湿空气直接测定。

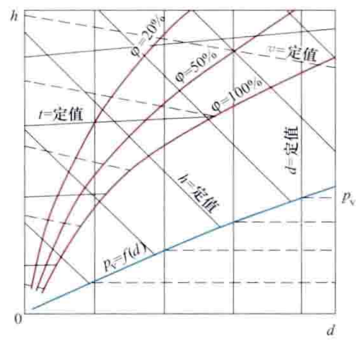
湿球温度（t_w） 则指温度计的测温端上包有下端浸泡在水中的湿纱布时，当流过湿纱布表面的湿空气流速不低于某一值时所测的温度。利用干球温度和湿球温度可以确定湿空气的相对湿度。由干-湿两个温度计组成的温度测定仪，称为干湿球温度计。

湿空气的焓（h） 是以1kg干空气为基准的。设湿空气总焓为$H(T, p)$，比湿度为d，其中干空气的质量和比焓分别为m_a和h_a，水蒸气的质量和比焓分别为m_v和h_v，则单位质量干空气时湿空气的焓值为

$$h = H/m_a = (m_a \cdot h_a + m_v \cdot h_v)/m_a = h_a + d \cdot h_v \quad (2)$$

单位是kJ/kg干空气。

焓-湿（h-d）图 为了便于确定湿空气的各状态参数及有关湿空气过程的分析计算，绘制了以焓（h）为纵坐标、含湿量（d）为横坐标的焓-湿图（见图）。图中绘出了湿空气各主要参数h、d、t、φ、v的定值线。为了使曲线清晰，将等焓线做成与纵坐标轴成135°的夹角。图中$\varphi=100\%$为饱和湿空气线；在饱和湿空气线的上方（$\varphi<100\%$）为未饱和湿空气，未饱和湿空气的等焓线所对应的饱和温度为其湿球温度。图的右下方还绘出了水蒸气的分压力和含湿量的换算关系线，即$p_v=f(d)$。



湿空气的焓-湿（$h-d$）图

shikongqi touping xunhuan

湿空气透平循环 (cycle of humid air turbine)

以湿空气和燃气两种流体为工质的燃气-蒸汽联合循环，简称HAT循环。湿空气透平循环于1983年由Y. 莫利（Y. Mori）提出。

湿空气透平循环系统如图1所示。从主体结构上看，它与有中间冷却器的回热式复杂的燃气轮机循环相似。该循环在高、低压压气机之间增设了空气间冷器11，在高压压气机之后增设了后冷器10；在回热器之后增设了排气给水预热器7；在后冷器与回热器之间增设了蒸发饱和器8。软水经空气间冷器、后冷器和排气给水预热器分别加热后混合在一起，被喷射到蒸发饱和器8的顶部，并与由高压压气机供来的高压空气逆流接触，进行蒸发，使高压空气的温度降低，成为空气与水蒸气的混合物；随后，这股湿空气经回热器的加热升温后，被送到燃烧室5中，用天然气或燃油加热后，在湿空气透平3中膨胀做功。膨胀后的低压高温工质在回热器和排气给水预热器中释放余热后，由烟囱排向大气。

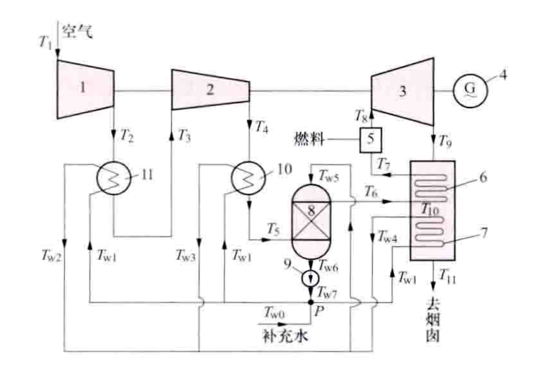


图1 湿空气透平循环的热力系统

1—低压压气机；2—高压压气机；3—湿空气透平；4—发电机；5—燃烧室；6—回热器；7—排气给水预热器；8—蒸发饱和器；9—回水泵；10—后冷器；11—空气间冷器

这种循环的主要优点是：①与程氏双流体循环类似，工质在湿空气透平中膨胀做功，可以省去常规联合循环中的汽轮机及其系统，简化整个装置；②压气机的压比很高时，也能用回热器来回收燃气轮机的排气余热；③从空气间冷器和排气给水预热器中回收的低温低品位的热能，都能被利用来参与循环过程，为提高循环热效率提供了条件；④由于透平工质流量的大幅度增加、蒸汽做功能力大，以及中间冷却方案可以减少空气的压缩功等原因，循环的比功很大；⑤湿空气中含有大量的水蒸气，能抑制NO_x的生成。其主要缺点是由于随燃气排向大气的水蒸气难于回收，需要设置较大容量的水处理设备，以便连续地向系统补充软水。

当设定了大气温度T_1、低压压气机的等熵效率、高压压气机的等熵效率、燃烧室的效率、各部分的流阻损失系数、湿空气透平的等熵效率以及高、低压压气机之间压比的分配规律之后，湿空气透平循环的供电效率η和比功w只是总温比（$\tau=T_8/T_1$）、总压比（ε）、回热器的回热度（U）和喷水蒸发掺混倍率χ的函数。式中T_8是燃烧室出口处湿空气的绝对温度。χ是指在蒸发饱和器中因喷水蒸发而进入空气的水蒸气的质量倍率，一般不宜超过0.4。

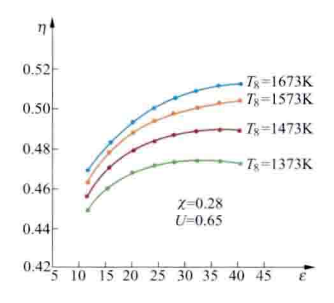


图2 U和χ为常数时$\eta=f(\varepsilon, T_8)$的关系

图2～图5分别给出了$\eta=f(\varepsilon, T_8)$、$\eta=f(\varepsilon, \chi)$、$\eta=f(\varepsilon, U)$和$w=f(\varepsilon, T_8)$的变化关系。由图可见，随着$T_8$、$\chi$的增大，$\eta$和$w$将相应地增大，$\varepsilon$则有最佳压比$\varepsilon_\eta$和$\varepsilon_w$值，其值比简单循环燃气轮机的大。当$U$值增大时，$\eta$也将增高，但最佳$\varepsilon_\eta$值却是下降的。计算表明：若压气机的等熵效率增至0.88，湿空气透平的等熵效率增至0.92，$U=0.85$，$\chi=0.40$，$T_8=1673$K，$\varepsilon=40$时，湿空气透平循环的η可以高达0.59以上。通常，湿空气透平循环的供电效率要比余热锅炉型联合循环高5%左右；在50%负荷时，则会高20%。

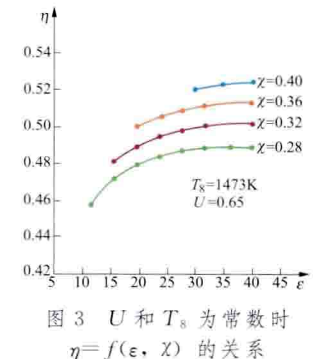


图3 U和T_8为常数时$\eta=f(\varepsilon, \chi)$的关系

湿空气透平循环也能

用于整体煤气化联合循环中，简称IGHAT，有利于提高供电效率，并使发电成本适当降低。

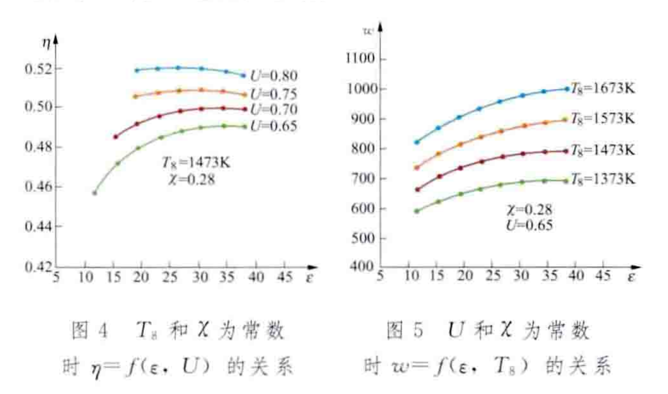


图4 T_8 和 χ 为常数时 $\eta=f(\varepsilon, U)$ 的关系

图5 U 和 χ 为常数时 $w=f(\varepsilon, T_8)$ 的关系

shihui ruanhua chuli

石灰软化处理 (lime softening process) 通过向水中加入石灰，除去水中的碳酸盐硬度（暂时硬度）的一种水处理工艺。其原理是加入水中的石灰[$Ca(OH)_2$]，与溶解在水中的 $Ca(HCO_3)_2$ 和 $Mg(HCO_3)_2$ 反应，生成 $CaCO_3$、$MgCO_3$ 或 $Mg(OH)_2$ 沉淀并从水中分离出去，从而降低水中溶解的钙镁离子和 HCO_3^-，达到软化水质、降低碱度的目的。化学反应原理为

$$Ca(OH)_2+CO_2 \longrightarrow CaCO_3\downarrow+H_2O$$

$$Ca(OH)_2+Ca(HCO_3)_2 \longrightarrow 2CaCO_3\downarrow+2H_2O$$

$$Ca(OH)_2+Mg(HCO_3)_2 \longrightarrow 2CaCO_3\downarrow+MgCO_3\downarrow+2H_2O$$

$$Ca(OH)_2+2NaHCO_3 \longrightarrow CaCO_3\downarrow+Na_2CO_3\downarrow+2H_2O$$

$$Ca(OH)_2+MgCO_3 \longrightarrow CaCO_3\downarrow+Mg(OH)_2\downarrow$$

石灰软化只能除去水中的碳酸盐硬度。如果水中的 $Ca(HCO_3)_2$ 和 $Mg(HCO_3)_2$ 的含量较低，一般要采用石灰-碳酸钠联合处理（即石灰-苏打处理工艺）。在选择软化处理系统时，碳酸盐硬度的比例是判断是否采用石灰处理的一个重要依据。为了改善石灰处理的效果，在处理地表水时，通常需要预先进行混凝处理，除去水中对碳酸钙结晶有干扰的有机物、胶体等。

石灰处理按照使用的设备和药剂类型分为快速脱碳和慢速脱碳两种方式。快速脱碳所用的反应器为涡流反应器，水在反应器内停留时间较短，仅为10～20min；一般只加石灰，生成的 $CaCO_3$ 晶粒悬浮在设备中并逐渐变大，直至沉底排出；出水中携带的小晶粒必须通过后级的过滤设备滤除。这种工艺适用的原水水质比较特殊，如浊度较低的高碱度、高硬度地下水和自来水。在中国火电厂快速脱碳使用很少，德国还有电厂在应用。慢速脱碳工艺所用的设备主要包括各种沉淀池、澄清器，需向待处理水中加入石灰乳、絮凝剂、助凝剂等药剂，水在反应器内停留时间较长（达45～90min），反应比较彻底，因此出水残留悬浮物、残留碳酸盐硬度较低，水的安定性较好，是中国火电厂普遍采用的石灰处理工艺。

石灰软化处理工艺具有以下优点：①可以除去水中的多种杂质，除了大幅度降低水中的碳酸盐硬度、碱度外，水的含盐量、胶体、磷酸盐含量、COD、BOD和细菌总数都会有不同程度的降低；②主要的消耗品石灰价格便宜，运行费用低廉；③石灰沉淀形成的泥渣容易处理，对环境基本无害。该工艺的缺点是：①石灰粉尘对环境污染很大，工作条件较差；②如果石灰质量不好，则因不溶物多系统容易堵塞，维护工作量大；③处理后的水pH很高，需要再加酸处理；④水中残留大量的过饱和碳酸钙，安定性差，容易在系统内结垢，必要时在石灰处理后的水进入后级设备前加酸以稳定水质。

中国火电厂采用的石灰处理设备主要有泥渣悬浮式澄清器和泥渣循环式澄清器两类。其中，在20世纪50年代建造的石灰处理系统大多为泥渣悬浮式，70年代以后大多使用体内泥渣循环式（机械加速澄清器）。这期间投产的石灰处理系统工艺落后，设备条件差，因为石灰粉尘污染、工作条件差以及系统容易堵塞、结垢等原因，大多废弃。

随着水源杂质日益复杂，对各种杂质都有一定处理效果的石灰处理工艺又开始兴起，在城市二级处理水（中水）的深度处理、地表水的软化处理等场合得到广泛应用。同时，泥渣体外循环高效澄清池等新工艺和新设备的出现[见澄清器（池）]，改善了石灰处理系统的运行条件（采用全密封石灰贮存系统），提高了处理效率和运行的稳定性。

shihuishi /shihui-shigaofa tuoliu

石灰石/石灰-石膏法脱硫 (limestone/limegypsum flue gas desulfurization) 用石灰石、生石灰或消石灰的乳浊液作为吸收剂吸收烟气中的二氧化硫（SO_2）生成亚硫酸钙，继而氧化为硫酸钙（二水石膏，$Ca_2SO_4\cdot 2H_2O$）的脱硫工艺。该方法是烟气脱硫工艺中应用最为广泛的技术，2010年在中国占安装烟气脱硫装置机组总容量的92%。其主要优点是：①脱硫效率高，可达95%～97%，甚至更高；②吸收剂利用率高，Ca/S摩尔比一般为1.05～1.10；③对煤种的适应性好，适用于低、中、高硫煤；④对机组的适应广，可用于百万兆瓦等级机组；⑤吸收剂来源广、价格低；⑥工艺成熟，可用率高。该方法的缺点是：①属湿法，有一定量的废水排出；②单位建设投资较高，占地面积较大；③吸收塔出口烟温较低。

基本原理 烟气中的 SO_2 溶解于水，生成亚硫酸并离解成 H^+ 和 HSO_3^-，即

$$SO_2+H_2O \longrightarrow H_2SO_3 \longrightarrow H^+ + HSO_3^- \quad (1)$$

溶液中的 HSO_3^- 被氧化成 SO_4^{2-}，即

$$HSO_3^- + 1/2O_2 \longrightarrow HSO_4^- \longrightarrow H^+ + SO_4^{2-} \quad (2)$$

吸收剂石灰石在微酸性溶液中溶解并离解出 Ca^{2+}，即

$$CaCO_3 + 2H^+ \longrightarrow Ca^{2+} + H_2O + CO_2\uparrow \quad (3)$$

当溶液中 Ca^{2+} 和 SO_4^{2-} 达到一定的过饱和浓度时，结晶生成石膏，即

$$Ca^{2+} + SO_4^{2-} + 2H_2O \longrightarrow CaSO_4\cdot 2H_2O\downarrow \quad (4)$$

SO_2 吸收反应在吸收塔中完成，而 HSO_3^- 氧化、$CaCO_3$ 溶解和 $CaSO_4$ 结晶沉淀过程均在吸收塔下部的氧化槽中完成。

工艺流程 系统主要由吸收剂制备、吸收和氧化、烟气再加热和石膏脱水等部分组成，工艺流程见图1。

吸收剂制备 将块状石灰石磨制成90%通过325目筛（44μm）或250目筛（61μm）的石灰石粉，加水制成含固量为15%～30%的浆液，然后用泵打入氧化槽。石灰石的磨制一般采用湿磨机，少数采用干磨机。

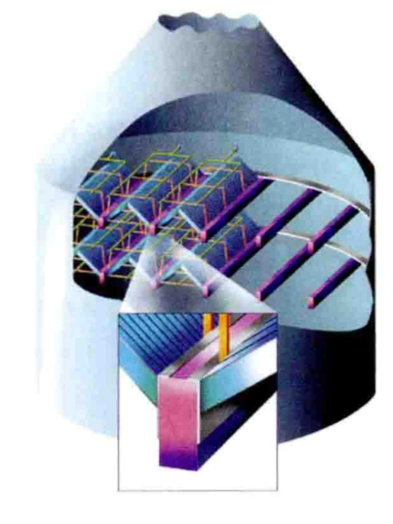
图 1 石灰石/石灰-石膏法烟气脱硫工艺流程图

吸收和氧化 吸收塔和氧化槽是湿式石灰石烟气脱硫系统的核心设备。在吸收塔内，烟气与吸收液按逆流或顺流充分接触。液气比为 8～25L/m^3，接触时间一般为 2～5s，SO_2 即完成式（1）的反应。在氧化槽内完成式（2）～式（4）的反应过程。浆液在氧化槽内的停留时间一般为 4～6h，氧化空气的加入量按 O_2/SO_2 摩尔比为 1.0～1.25 进行控制。处理后的烟气经二级除雾器（见图 2），去除烟气夹带的酸性雾滴，使残余雾滴浓度不超过 75mg/m^3。然后进入烟气再加热器或直接排放。

常见的吸收塔塔型主要为喷淋空塔和填料塔，双回路吸收塔、喷射鼓泡塔、液柱塔也得到工业应用。

（1）喷淋空塔。湿法烟气脱硫的主流塔型，一般设 3～5 个喷淋层。烟气由喷淋区底部进入，与喷淋液逆向接触。空塔气速一般为 3～4m/s。喷淋塔的特点是塔内部件少，结垢可能性小，运行可靠性高。

（2）填料塔。采用塑料隔栅做填料，增加了气、液两相的接触时间，可获得较高的脱硫率。一般采用高流速顺流布置方式，烟气流速为 4.5m/s，吸收塔压降较小。



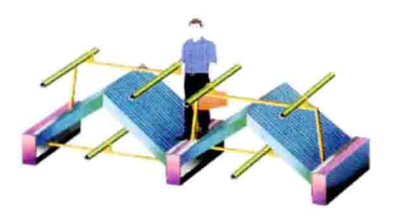


图 2 屋脊型设计的除雾器

吸收塔、烟道的材质、内衬或涂层均影响脱硫装置的使用寿命和造价。吸收塔入口区及其烟道，因烟温较高（120～160℃），一般采用耐蚀合金钢或碳钢涂耐热玻璃鳞片树脂。吸收塔其余部分和出口烟道可选用合金钢、碳钢内衬橡胶、碳钢内涂玻璃鳞片树脂等。

烟气再加热 吸收塔出口烟气温度一般可降至 45～60℃，达到饱和含水量。是否对脱硫烟气再加热，主要取决于各国的环保要求。烟气再加热器有蓄热式和非蓄热式两种形式。蓄热式工艺就是利用吸收塔进口的热烟气加热冷烟气，统称气/气换热器（GGH），可分为回转式、板式和管式换热器，都是通过载热体或载热介质实现热量的传递；非蓄热式工艺是通过辅助能源——蒸汽、天然气等将冷烟气重新加热，能耗较大。

石膏脱水 石膏浆首先进入水力旋流器，浓缩至含固量为 40%～60%；然后进入真空皮带脱水机或离心脱水机，使石膏的含水量降至 10%，输送至石膏库或仓中储存；再外运至综合利用场所，或至灰场堆放。

应用与发展 湿式石灰石烟气脱硫工艺最早于 20 世纪 70 年代初应用于商业。发展初期，主要采用石灰做吸收剂。系统设置有独立的烟气预冷却洗涤塔、SO_2 吸收塔、氧化槽等大型设备，氧化时还要添加硫酸。系统复杂，设备投资高，占地面积大，可靠性差。80 年代后脱硫吸收塔已成为集预洗涤、冷却、吸收、氧化于一体的装置，并改用廉价的石灰石取代石灰。系统中的结垢、堵塞和材料损坏等问题也逐步得到解决。国内有采用电石渣作为吸收剂的工艺，主要反应物质为 CaO，达到以废治废的目的。

shihuishi zhibei xitong

石灰石制备系统

（limestone handling system） 为流化床锅炉或湿法烟气脱硫系统制备品质和粒度符合脱硫吸收剂要求的石灰石制粉设施。

对石灰石品质要求主要是石灰石中碳酸钙（$CaCO_3$）的含量（即纯度），一般不低于 90%，即氧化钙（CaO）含量大于 50.4%，还应具有较好的活性和较小的硬度。粒度要求按流化床锅炉和湿法烟气脱硫的不同脱硫工艺要求确定。可采用外购满足要求的石灰石粉的方案，也可采用自建石灰石制备系统方案，具体方案及制备系统形式需根据石灰石来源、投资、运行费用及运输条件，经技术经济比较确定。

流化床锅炉的石灰石制备系统 将石灰石破碎、磨制成 1mm 左右的粒度，并满足一定级配要求，以干粉形式输送入炉膛的设施。一般采用一级输送方案，相应的石灰石粉库容积为锅炉最大连续蒸发量 20～24h 的消耗量。中国采用流化床锅炉的发电厂，大多采用外购石灰石粉成品方式。对需要设置石灰石制备系统的电厂，通常采用一级破碎＋二级磨制的方式，或可根据来料粒度采用一级破碎＋筛分、磨制＋风选的石灰石制粉方案，筛分或风选为控制石灰石粉细度的设备。当石灰石来料粒度大于 30mm 时，需设置二级设备的

制备系统；当来料粒度小于或等于 30mm 时，可直接进入二级磨制机制粉。

一级破碎机　常用的有锤击式（见厂内输煤系统）、齿辊式（见厂内输煤系统）、颚式破碎机等三种。颚式破碎机由机架、偏心轴、飞轮、复位弹簧、固定颚板与活动颚板等组成。出料粒度一般在 10～30mm，设备出力为 20～50t/h。

二级磨制机　一般采用柱磨机或棒磨机。柱磨机由驱动装置、主轴、内衬、转子盘及多根副轴等组成，出料粒度为 0～1mm，出力为 10～60t/h。棒磨机由驱动装置、大齿轮、回转筒体、钢棒等组成。其优点是节省动力、出料粒度均匀、出料细度可调。

湿法烟气脱硫的石灰石制备系统　将石灰石磨制成粒径小于或等于 0.044mm（325 目，通过率为 90%），以浆液形态（含固量为 20%～30%）进入脱硫吸收塔。石灰石制备系统有湿磨、干磨两种。

湿磨制备系统　火电厂湿法烟气脱硫系统常用的石灰石制备系统。一般按 2～4 台机组合用一套设备配制，布置在脱硫装置区域。石灰石（要求粒径小于或等于 20mm）进厂后输送至石灰石仓储存。石灰石仓的容量为脱硫系统设计工况的 3～7 天消耗量，需按运输条件、距离确定。仓下设称重给料机，将石灰石送入湿式钢球磨煤机磨制。2 台机组合用 1 套设备时，配置 2 台出力为 75%～100%的磨煤机；3～4 台机组合用 1 套时，配置 3 台出力为 50%的磨煤机，其中 1 台备用。磨煤机出口的浆液进入循环浆液箱，用泵送入石灰石旋流器进行水力分离，粗浆返回磨煤机，满足细度的浆液进入成品浆液箱。可以用石灰石浆液输送泵送往脱硫吸收塔。

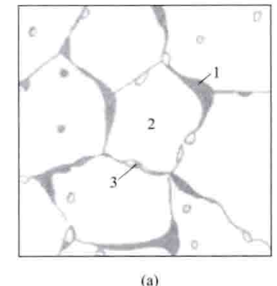
干磨制备系统　需将石灰石块先烘干磨制成粉，再加水制浆送往脱硫吸收塔，工艺重复，投资相对较高，对周围环境有一定影响。适宜于区域性集中配置，将设备布置于矿山附近。自建的干磨系统容量不小于脱硫系统设计工况的 150%总耗量，干磨机的台数和容量经技术经济比较确定。把满足质量、粒度要求的石灰石送入干式石灰石球钢球磨煤机磨制成石灰石粉，经气力输送到旋风分离器分离，粗粉返回磨煤机，满足细度的石灰石粉送至粉仓储存。石灰石仓容量不小于脱硫系统设计工况 3 天的消耗量，设在厂区的日用石灰石粉仓容量不小于 1 天的消耗量。使用时将石灰石粉加水混合成所需浓度的石灰石浆液送到吸收塔。

shimohua

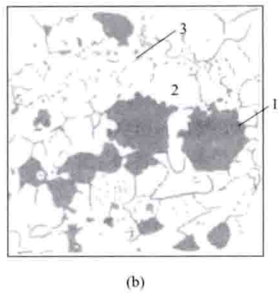
石墨化　(graphitization)

钢中渗碳体分解成游离碳并以石墨形式析出，在钢中形成石墨“夹杂”的现象。火力发电厂锅炉用低碳钢、低碳钼钢等不含铬的钢制受热面管，在高温长期运行过程中会随时间而产生石墨化。图（a）所示为石墨化示意图，图（b）所示为低碳钢过热器管长期运行后的石墨化金相照片，图中黑色球状物即为析出的石墨。石墨化现象可用反应式 $Fe_3C \longrightarrow 3Fe+C$（石墨）表示。与其他组织性能变化一样，石墨化也是以原子扩散为基础，因此石墨化只能在一定温度下发生。

低碳钢的石墨化 1943 年被发现。当时美国某电厂一条由 0.5%Mo 钢制的 ϕ325×36mm 主蒸汽管道在 505℃运行 5.5 年后，突然在焊缝热影响区一个截面上脆断，造成厂房



(a)



(b)

低碳钢过热器管的石墨化

(a) 石墨化示意图；(b) 低碳钢过热器管的石墨化（500 倍）

1—石墨；2—铁素体晶粒；3—已球化的渗碳体

损坏和人员伤亡。事后检验发现断裂处析出了大量的链状石墨，钢的冲击韧性降低到接近于零。这一事故引起了世界各国的注意，并因此规定要定期对低碳钼钢管做石墨化检验。后检验发现，低碳钢和低碳钼钢过热器管和主蒸汽管道等在高温下长期运行后，普遍存在石墨化现象。

石墨化评级　石墨化评级是一组具有不同程度石墨化的金相图片。中国电力行业标准 DL/T 786—2001《碳钢石墨化检验及评级标准》将石墨化分成四个等级：1 级为轻度石墨化，石墨球小，间距大，无石墨链；2 级为明显石墨化，石墨球较大，比较分散，石墨链短；3 级为显著石墨化，石墨球呈链状且较长，或石墨聚集呈块状，石墨块较大，具有连续性；4 级为严重石墨化，石墨呈聚集链状或块状，石墨链长，具有连续性。通常在石墨化 3～3.5 级时，钢中 60%左右的碳已成为石墨。

石墨化对钢性能的影响　石墨化使钢中渗碳体减少，且析出的石墨类似裂纹割裂基体，因此，石墨化使钢强度降低，特别是降低钢的冲击吸收能量、塑性和冷弯性能。下表表明了石墨化使钢的冲击吸收能量、塑性明显下降，冷弯性能劣化。因此，对石墨化达到或接近 4 级的构件，必须予以更换。

石墨化对碳钢性能的影响

级别	面积百分比（%）	石墨链长（μm）	延伸率 δ（%）	断面收缩率 ψ（%）	冲击吸收能量 KV_2(J)	弯曲角（°）
1	<3	<20	>24	>50	>60	>90
2	≥3～7	≥20～30	10～30	15～50	30～70	50～100
3	>7～15	>30～60	6～20	6～20	20～40	20～70
4	>15～30	>60	<10	<10	<20	<30

影响石墨化的因素　温度、合金元素、钢中缺陷和焊接等均会影响钢的石墨化程度和速度。碳钢温度在 450℃以上，0.5%Mo 钢在 480℃以上产生石墨化。温度越高，石墨化进程越快。但到 700℃时，已生成的石墨反而会与铁结合成渗碳体。Al、Ni、Si 等元素促进石墨化，其中铝影响最大。铝是炼钢时脱氧加入的，为此规定低碳锅炉钢和低碳钼钢锅炉钢冶炼脱氧时不用铝，或铝加入量每吨钢不超过 0.25kg。Cr、Ti、Nb 等元素能够阻止石墨化，其中以铬最有效。在低碳钢中加入 0.3%～0.5%铬就可有效地阻止石墨化。实践表明，含铬的珠光体耐热钢在运行中不产生石墨

化。金属中裂纹、重皮等缺陷处和应力集中处最易产生石墨化，另外，冷变形区域和焊接热影响区域也易产生石墨化。

在低碳钢和低碳钼钢等珠光体耐热钢中，可同时发生珠光体球化和石墨化过程，这是由于两过程有相同影响因素（如温度等）。但是，由于两过程又有不同的影响因素，如铝的影响等，并非球化过程同时一定发生石墨化过程。

参考书目

吴非文．火力发电厂高温金属的运行．北京：电力工业出版社，1979.

shigu zhaoming

事故照明 (emergency lighting)

因正常照明的电源故障而启用的照明。

事故照明方式　包括备用照明和疏散照明：①备用照明是正常照明因故障熄灭后，用于确保正常工作或活动继续进行的照明设施。发电厂的汽机房、锅炉房、集控楼、屋内配电室、通信机房，以及辅助车间中的控制室、碎煤机室、翻车机室、循环水泵房和消防水泵房等场所宜装设备用照明。②疏散照明是正常照明因故障熄灭后，用于确保疏散通道被有效地辨认和使用的照明设施。天桥、主要通道、主要出入口和主要楼梯间等场所宜装设疏散照明。

事故照明电源　采用直流电源和保安电源：①单机容量为200MW及以上机组的单元控制室和柴油发电机室设直流应急照明。除直流常明灯外，当正常照明电源消失时，应自动投入到直流母线供电。事故照明的光源应采用能瞬时可靠点燃的白炽灯。②对于汽机房、锅炉房、屋内配电室及其他场所的事故照明，由保安电源供电。事故照明的光源采用荧光灯。对于辅助车间中需要设置事故照明的场所，可以采用应急灯。

事故交流照明网络电压为380/220V。事故直流照明网络电压为220V或110V。经由交直流切换装置供电时，事故照明主干线路应采用两线制；由保安电源供电时，事故照明主干线路一般采用三相四线制。

shiyanshi

试验室 (laboratory)

负责安装调试、生产运行和检修时进行相关试验的场所。主要有金属试验室、化学试验室、电气试验室、热工试验室、环境保护监测站、劳动保护监测站。根据工程具体情况，相关试验室和监测站可适当合并布置。各试验室的仪器设备和建筑面积按照相关规定配置。

（1）金属试验室。负责各种金属部件在制造、安装和检修中的材料质量、热处理和焊接质量的监督及金属试验。检查和掌握受监部件服役全过程中金属组织变化、性能变化和缺陷发展情况，适时判断损伤状况和寿命损耗程度，预防金属事故发生。

（2）化学试验室。负责电厂中水、汽、燃料、油等的质量监督及试验。

（3）电气试验室。负责电厂电气一次、二次设备的质量监督及试验。可分为高压试验室、测量仪表试验室和继电保护试验室。

（4）热工试验室。有两种职能类型：承担检修任务的热工自动化试验室，负责对全厂的热工自动化设备及仪表进行日常维护、定期检定、校准或检验、维修，备品备件管理及技术改造等工作；不承担检修任务的热工自动化试验室，负责对全厂热工自动化设备仪表进行日常维护，对重要参数的仪表定期检定、校准或检验，以及负责备品备件的管理。

（5）环境保护监测站。用于环境污染监测，监测范围可包含水和废水监测、噪声监测、环境空气和废气监测等。

（6）劳动保护监测站。负责电厂中生产设备的安全技术监督检验，并为安全生产提供安全技术服务。监测范围可包含：负责对生产设备产品安全的安全技术检验及使用前的安全检验；对企业的劳动条件状况进行分级评价；对特别危险和危害场所进行检测和安全认证等。

shouming guanli

寿命管理 (life management)

以评估被管理对象的寿命损耗为基础而进行的使电厂以最低成本安全运行的技术和管理方法。通过对机组关键部件的服役条件、损伤状态的监测，对部件的安全运行寿命进行评估，为机组的状态检修、部件的维修、更换提供技术依据。被管理的对象可以是部件、材料、设备、机组、电厂以至地区电力公司所属所有电厂和系统等。寿命管理的规模取决于被管理对象的范围，其主要目的和工作内容会随电厂所处的运行时期的不同而有所区别。

对机组实施寿命管理，可预知部件的失效寿命，提高设备运行的安全性、可靠性；充分发挥设备的寿命潜力，避免不必要的更换，降低维修成本；使机组安全可靠运行，并使电厂获得最大经济效益。

在管理对象（包括新投产和已运行一段时间的）的设计寿命期内，系统地安排被管理对象的运行、监测、试验检验、检修和备料等，尽量减少被管理对象的寿命损耗并对其进行合理的分配，延长检修间隔，能够充分发挥被管理对象的潜力，降低发电成本。在管理对象超过设计寿命期的运行中，按对被管理对象延寿的要求，做出剩余寿命评估并对在延寿期中的运行、监测、试验检验、检修、更新改造和备品备件等做出合理的安排，能够达到在整个延寿期中按所要求的运行方式高效、安全运行的目的。

简史　火电厂机组的经验寿命约为30年，由技术和经济两方面因素决定。其意义是，机组达到运行寿命时应由新的机组或电厂来代替到期了的老电厂以满足市场用电的需要。1973年世界石油危机使新电厂建设费用上涨，加上用地困难及更严格的环保法令等诸多因素，造成了老电厂延寿会更经济合理的情况。老电厂延寿面临的主要问题是因设备老化和技术陈旧使强迫停机率过高，因此延寿研究曾集中在电厂关键部件的剩余寿命预测方法上，产生了多种寿命预测方法。1986年，美国电力研究协会（EPRI）制定了《火电厂机组延长寿命通用导则》，提出了三阶段法。此后，机组、电厂以及地区电力公司的寿命管理试点不断出现，积累了经验。在20世纪90年代初期确立了寿命管理的概念并随着状态检修的发展而逐步在电厂实施。

中国自20世纪60年代以来一直进行着系统的金属监督工作。从1972年开始进行了超期运行主蒸汽管道材质寿命和延寿的研究（见高温蒸汽管道寿命），同时也进行了一些高温部件（如过热器管、再热器管等）和压力容器（如锅筒等）的寿命研究。在此基础上于90年代开始逐步进行电厂寿命管理工作。

方法和步骤　火电厂寿命管理是一个有统一领导，集资

产管理、项目管理和商务管理、国家政策法令要求、日常运行维护、状态监测检验（在线的和定期的）、检修、提高性能的改造、备品备件存储以及失效分析和改进等各方面于一体的系统工程。方法和步骤为：业主提出寿命管理要求；专家或专业性单位按业主要求对管理对象做调查研究并提出计划，其中包括选择关键部件、对关键部件的寿命预测和评估、运行维护方法及检验检修计划、更新改造及延寿措施等。在以后与电厂人员共同执行的过程中，按情况的发展修改并不断完善寿命管理计划。

要求　主要由业主提出，包括：①对象是部件、设备、材料、机组、电厂或者是整个地区电力公司所属电厂和系统等。需注意工作难度随对象范围扩大而增加。②预计的今后的运行工况，如运行温度、压力、负荷状况以及起停次数等。③期望的运行寿命和延寿时间等。

调查研究　应对业主提出的要求做调查研究，包括电厂设计、设备制造、基建安装以及运行检修和事故情况资料等，做出寿命管理计划。火电机组的寿命管理可采用的方式包括：①在线监测与评估；②离线监测与评估；③离线-在线相结合。

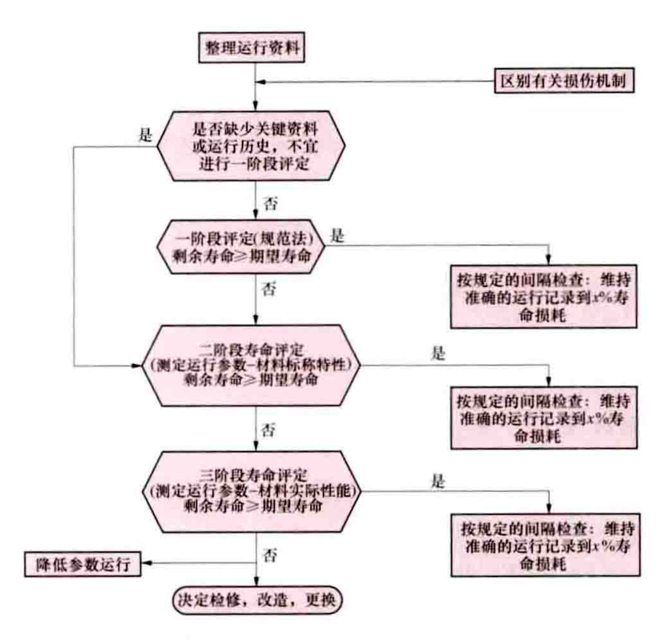
选择关键部件　关键部件的寿命管理是电厂寿命管理的重点。关键部件的选择在很大程度上靠经验，但一般的选择原则是：①产生事故影响面大的部件；②运行条件苛刻，对电厂运行经济性影响较大的部件；③本身制造困难，价格较贵且不易更换的部件等。

机组寿命管理的实施应考虑以下因素和基础技术：①部件的服役条件和历程：包括温度、压力、转速、环境等；②机组和部件的运行历程：运行小时、不同工况下的启停次数、偏离正常工况的次数及时间、事故工况及次数等；③部件主要失效方式和机制；④根据部件的服役条件和失效方式确定寿命评估的方法、寿命评估的判据；⑤高温部件材料微观组织的老化状态和规律；⑥部件的可靠性评估与风险分析；⑦建立部件寿命管理信息平台软件。

寿命评估方法　电厂部件寿命评估通常可采用三阶段法。三阶段法寿命评估的各阶段如图所示。第一阶段评估为初级评定，通过查明设备或部件的设计参数与运行状况，对设备或部件的剩余寿命进行评估；第二阶段评估则需通过初步检查、简单的应力分析、尺寸测量、运行工况检查等得到进一步的资料以实际运行工况进行剩余寿命评估；第三阶段评估则要按测定的运行参数，运行部件材料的实际性能检验和详细的应力分析等来评定剩余寿命。三阶段法的原则是，前一阶段通过了后阶段就不再进行，只是在前一阶段通不过时，才进行后一阶段的评估；第三阶段评估通不过时，需提出是否降参数运行，或检修、改造和更换等的措施及日程表。

几乎所有的剩余寿命评估方法均可应用到各个阶段中。在评估中，需注意针对不同的部件或设备的不同运行工况，确定相应的寿命损耗机制或失效机制。

工况监测和寿命在线监测　电厂有众多的工况监测系统监测部件和设备的运行工况，诸如主蒸汽温度和压力、锅筒（汽包）壁温差、汽轮机振动、胀差、水泵运行工况以及设备的寿命损耗计算等，有的电厂还配有寿命在线监测系统如汽轮机转子和主汽管寿命在线监测系统等（见寿命在线监测和寿命诊断技术），有利于判断设备运行情况及进行寿命评估。



三阶段法部件寿命评定的通用程序

运行管理　以最小寿命损耗和可能的最大经济效益来运行设备，如最有利的起停速度及最佳调峰工况等。

shouming pinggu

寿命评估　(life assessment of units)　依据机组的服役条件、材料的老化状态和部件的缺陷情况，采用合适的评估判据对其寿命做出预测。机组寿命评估主要是对其关键部件进行寿命评估。

火电机组的寿命评估涉及部件的服役条件、材料的损伤机理和性能、部件的受力分析、评估判据的研究，是一个多学科、多专业的综合技术领域。

对机组和部件进行寿命评估，一方面可预知部件的安全运行寿命，及时掌握设备的安全状态和寿命损耗，避免突然事故的发生，为机组的安全可靠运行提供技术支持；另一方面，为机组的状态检修、部件的更换提供必要的技术依据，降低检修成本。

机组和部件的寿命　包括设计寿命、安全运行寿命、剩余寿命以及极限寿命等，不涉及经济寿命。

设计寿命　火电机组设计时预估的安全运行时间，按一般经验确定为30年。对火电机组部件国内外均采用常规强度设计，故不能给出部件的设计寿命。对压力容器和管道，即由其压力、温度、材料的许用应力和结构几何确定部件的壁厚；对转动部件，即由其扭矩、温度、材料的许用应力和结构几何确定轴的直径。故对火电机组部件来讲，设计寿命只具有经验上的意义，只有进行有限寿命设计的部件才有设计寿命，例如飞机、航天器等高端技术装置。

安全运行寿命　部件在服役条件下可安全运行的时间或疲劳循环次数。

剩余寿命　安全运行寿命减去部件已累积运行的时间或疲劳循环次数。

极限寿命　也可称为自然寿命，是指仅由构件材料承载能力在实际载荷和环境条件下所确定的构件失效时间。所谓失效是指构件因各种损伤，甚至破断而丧失使用功能。

机组和部件寿命评估主要是针对对机组安全性影响大的关键部件，即发生事故时迫使机组产生持续的停运，危及人身安全，修理、更换费用高、时间长的部件。包括锅筒、汽水分离器、高温蒸汽管道、高温联箱、汽轮发电机转子等。

机组寿命评估必须考虑部件的损伤。对在蠕变范围内服役的高温部件，通常用应力解析法、微观组织分析法和物理参数检测确定部件的损伤；对在腐蚀环境下服役的部件的损伤需考虑腐蚀损伤。

寿命评估的程序 部件寿命评估必须考虑是否含超标缺陷。对不含超标缺陷的部件，主要依据部件的设计、制造、服役条件、运行历程、维修更换等信息，部件当前的状态，材料的各项力学性能和微观组织老化程度，部件危险部位的受力状态，采用合适的评估判据对部件的寿命做出预测；对于含超标缺陷的部件，主要根据部件缺陷的性质、大小、分布及缺陷所在部位的受力状态，部件材料的力学性能，特别是断裂韧度以及微观组织状态，用断裂力学的方法进行部件缺陷失稳断裂评估和缺陷扩展寿命估算。图1和图2所示为无超标缺陷部件寿命评估和含超标缺陷部件安全性评估的程序。

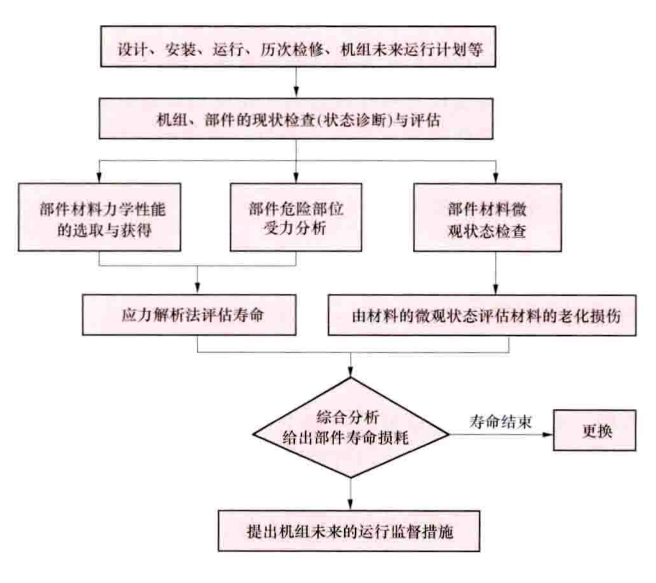


图1 无超标缺陷部件寿命评估程序框图

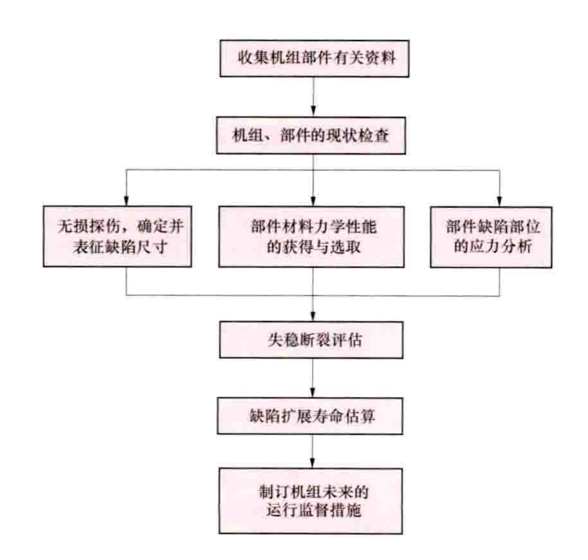


图2 含超标缺陷部件寿命评估程序框图

寿命评估方法 对不含超标缺陷的部件，寿命评估的方法包括线性累积损伤法、非线性累积损伤法、微观组织分析法等，工程中常采用线性累积损伤法。应力解析法、微观组织分析法和物理参数检测法见寿命诊断技术。

线性累积损伤法 线性累积损伤法是基于部件的损伤度随时间或疲劳周次的增加呈线性增加。下表列出了估算部件蠕变、疲劳或蠕变-疲劳寿命损耗的公式。

估算部件寿命损耗的公式

损伤类型	寿命损耗判据	式中符号的意义
蠕变损伤	$\sum_{i=1}^{i} \frac{t_i}{t_{ri}} \leqslant D_c$	t_i—部件在某一工况下的运行时间； t_{ri}—部件在某一工况下的失效时间； D_c—蠕变寿命损耗率。理论上$D_c=1$，但在工程实际中D_c的取值往往小于1
疲劳损伤	$\sum_{i=1}^{i} \frac{n_i}{N_{fi}} \leqslant D_f$	n_i—部件某一工况下的循环周次； N_{fi}—部件在某一工况下的失效循环周次； D_f—疲劳寿命损耗率。对锅筒/汽水分离器来说，D_f值取0.75；对转子来说，不考虑蠕变损伤，D_f值取0.70
疲劳-蠕变损伤	$\sum_{i=1}^{i} \frac{t_i}{t_{ri}} + \frac{n_i}{N_{fi}} \leqslant D$	t_i、t_{ri}、n_i和N_{fi}的意义同蠕变、疲劳寿命损耗判据中的意义，D为蠕变、疲劳交互作用损伤率。对转子来说，D值取0.75

对含超标缺陷的部件缺陷失稳的断裂评估，通常采用应力强度因子K_I判据、裂纹尖端张开位移（CTOD）δ判据、J积分判据或应变能密度因子S判据。

寿命评估专家系统 汇集分析归纳寿命评估的知识和经验，建立寿命评估专家系统。例如，用于诊断汽轮机转子寿命的SAFER（stress analysis and fracture evaluation of rotor）系统，根据转子的服役条件、运行历程、材质老化损伤程度、缺陷尺寸、危险部位的受力状态对转子的寿命进行评估。用于诊断锅炉过热器/再热器管寿命的TUBELIFE系统等，通过对过热器/再热器管运行历程的分析，管子硬度、金相组织和壁厚的监测以及采用无损技术监测管子向火侧内壁的氧化层厚度，进而估算管子的实际运行温度，然后依据管材的高温蠕变性能，估算管子的剩余寿命。

参考书目

R. Visvwanathan. Damage Mechanisms and Life Assessment of High-Temperature Components, ASM INTERNATIONAL Metals Park, Ohio, Second printing, May 1993.

周顺深．火电厂高温部件剩余寿命评估．北京：中国电力出版社，2006.

shouming zaixian jiance

寿命在线监测 (on-line residual life monitoring)

在运行中利用安全状态在线监测系统，对火力发电机组的设备或构件进行剩余寿命实时监测的技术，是寿命诊断和寿命评估技术的综合应用。监测系统通常由计算机、信号采集

和转换单元以及温度、压力、应变、位移等各类传感器以及在线监测软件构成。传感器直接安装在构件的被监测部位。计算机的输入信号实时直接取自运行中被监测的设备构件，实时对输入信号分析处理。处理后的结果，如剩余寿命值、寿命损耗率等，实时输出打印、显示或储存。必要时，还可直接输入控制机构，及时改变被监测设备或构件的运行工况。

主要依据的寿命预测方法是应力解析法。采用寿命在线监测前，首先要根据被监测设备或构件的运行条件来确定其主要的寿命损耗机制（蠕变、疲劳或蠕变疲劳交互作用等），按所确定的机制来采用相应的寿命损耗率的计算公式或模型。

寿命在线监测程序 寿命在线监测程序如图 1 所示。寿命在线监测与其他应用计算机的在线监测装置大致相同。值得注意的是信号处理和分析计算两个方面。

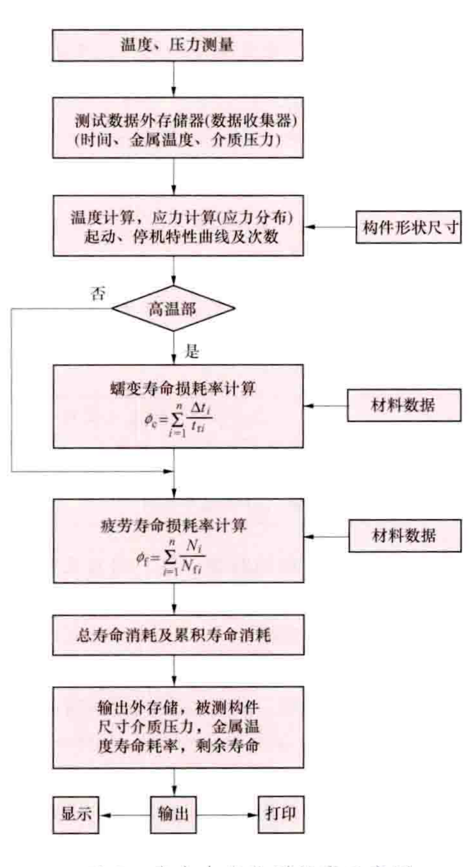


图 1 寿命在线监测程序示意图

由于运行温度是变化的，为实现不同温度、应力水平下的寿命损耗率计算，对信号的处理常采用将运行温度分成一系列的温度间隔等级（一般为 5℃）的方法，例如 531～535℃、536～540℃ 等，分别按各间隔温度，计算各间隔的实际运行时间 Δt_i。依据测得的介质压力和储存的构件的实际形状尺寸计算出的应力，并加上构件上其他的作用力合成当量应力 σ_i。在应力计算中，锅炉和主蒸汽管道等的厚壁承压构件，由于形状比较简单，计算也比较简单。但对汽轮机转子，则需复杂的热应力分析计算程序。

分析计算 蠕变寿命损耗率 $D_c=\sum_{i=1}^{i}\frac{t_i}{t_{ri}}$；疲劳寿命损耗率 $D_f=\sum_{i=1}^{i}\frac{n_i}{N_{fi}}$，蠕变-疲劳交互作用寿命损耗率 $D=\sum_{i=1}^{i}\frac{t_i}{t_{ri}}\frac{n_i}{N_{fi}}$。图中“高温部”是一个是非门，起判断作用，由构件的温度水平决定。如构件温度处于蠕变范围，则去“是”门，先进行蠕变寿命损耗率计算；否则，从去“非”门，仅进行疲劳寿命损耗率计算，然后得出总寿命损耗率。

寿命在线监测在电厂的应用 火电厂中锅炉厚壁承压构件，如锅筒、汽水分离器、过热器联箱、过热器管、再热器管等，以及主蒸汽管道和汽轮机转子等，已采用寿命在线监测，图 2 所示为锅炉管在线寿命监测界面图。



图 2 锅炉管寿命管理系统图

在电厂除专用的寿命在线监测装置外，也可利用控制室的中心计算机来实现寿命在线监测。还可用数据采集器来采集并储存被监测件的温度和压力数据，在运行一段时间后，例如 10^3 h 后需要进行寿命预测时，再送到专用的计算机进行寿命损耗率的计算分析。

shouming zhenduan jishu

寿命诊断技术

（diagnosis technique for life） 为实现寿命评估而采用的实验、监测和判断技术。利用寿命诊断技术来评估部件剩余寿命，一般速度较快，而且多数不用取样，火电机组寿命诊断的对象主要是运行中的高温构件。常用的寿命诊断技术有应力解析法、微观组织分析法、物理参数监测法、无损检测技术。

应力解析法 根据部件的服役条件、运行时间、材料的持久强度和危险部位的受力状态确定部件的蠕变损伤，常用的有持久强度外推法，包括等温线外推法、等应力外推法和 L-M 参数法。这些方法的具体形式见下表。等温线外推法通常在部件的服役温度下，选一系列应力水平进行持久断裂试验；等应力外推法通常在部件的加载应力下，选一系列温

应力解析法的形式

方法	具体形式	式中符号的意义
等温线外推法（试验温度恒定）	$\sigma=k(t_r)^m$	σ—持久试验试样上加载的应力；t_r—持久试验试样的断裂时间；k、m—由试验确定的系数、指数，与材料和试验温度相关
等应力外推法（试验应力恒定）	$T=k'(t_r)^{m'}$	T—持久试验各试样选定的温度；t_r—持久试验试样的断裂时间；k'、m'—由试验确定的系数、指数，与材料和试验应力相关
L-M 参数法	$P(s)=T(\lg t_r+C')$	$P(s)$—L-M 参数；T—热力学温度，开尔文；t_r—持久断裂时间；C'—由试验确定的材料常数

度进行持久断裂试验；L-M 参数法则需三个温度水平、至少三个应力水平下的持久断裂试验数据。通常在高于部件的服役温度或应力下进行加速试验，再根据试验结果外推部件的长时持久强度。对火电厂已有运行经验的耐热钢与合金，为保证其外推结果的可靠性，外推时间一般不超过试验时间的 10 倍；而对于没有运行经验的原始材料，则其外推时间一般不大于试验时间的 3 倍。

根据下表中的公式估算 t_r，再根据部件的服役历程可用“寿命评估”条目表中的公式估算高温部件蠕变、疲劳寿命损耗和疲劳-蠕变寿命损耗。

也可根据部件的蠕变应变检测用 θ 函数法确定高温部件的寿命损耗。描述材料蠕变曲线的修正 θ 方程为 $\varepsilon=\theta_1 t+\theta_2(e^{\theta_3 t}-1)$。式中 ε 为蠕变应变；θ_1、θ_3 为蠕变第二、第三阶段的速率参数；θ_2 为蠕变第三阶段的变形参数；t 为蠕变时间。

利用散斑图像相关分析（speckle image correlation analysis，SPICA）技术可对电站高温部件的蠕变应变进行在线监测，特别适用于监测高温部件局部应力集中部位，包括管接头角焊缝热影响区的局部蠕变应变，根据破坏应变给出寿命损耗。

同时，利用分析法软件可对包括高温蒸汽管道和汽轮机转子等进行寿命损耗在线监测。

微观组织分析法 根据高温部件微观组织的老化程度、蠕变孔洞、沉淀相的分布、大小及结构对部件的微观组织结构的老化做出诊断。

微观组织老化的定性分析 对于 Cr-Mo 和 Cr-Mo-V 系列的低合金耐热钢，随着运行时间的延长，珠光体或贝氏体发生分散球化，并向晶界偏聚粗化，严重时在晶界呈链状，甚而成为双晶界；对于 9-12Cr 型马氏体耐热钢，随着运行时间的延长，马氏体发生分解，回复和再结晶，亚晶形成，位错密度下降，钢中原有的碳化物粗化且向晶界偏聚，并析出 Laves 相和 Z 相；对于 18-8 型奥氏体不锈钢，随着运行时间的延长，碳化物析出数量增多，颗粒粗化，并沿晶界分布，并有 σ 相析出。

蠕变孔洞的检测 钢制部件在高温下长期运行会逐渐产生蠕变孔洞，但对蠕变孔洞的监测，仍存在一定的不确定性。例如对于 Cr-Mo 和 Cr-Mo-V 系列的低合金耐热钢蠕变孔洞的监测，国内外有三种观点：一种认为在蠕变第二阶段末、第三阶段开始可监测出蠕变孔洞，另一种认为在蠕变第二阶段一开始就可监测出蠕变孔洞，第三种认为在部件失效前才可监测出蠕变孔洞。对于 18-8 型奥氏体不锈钢和 9-12Cr 型马氏体耐热钢，相关的一些研究报告也给出了蠕变孔洞的观察研究，但多在扫描电子显微镜下观察，与工程中常用的金相显微镜观察还有一定的差距，尚需进一步研究，提出工程中简便实用的在役监测技术。

碳化物直径和间距检测 珠光体、马氏体耐热钢制部件在长期高温运行过程中会发生碳化物聚集，使碳化物直径增大、间距变化，从而使强化作用减弱，蠕变强度降低并使寿命损耗增加。如预先在试验室中做出某构件材料的碳化物直径或间距与寿命损耗率之间的关系，就可用复膜金相方法检测运行后构件材料的碳化物直径或间距。对不同的材料有不同的模型和关系，由于大部分结果均从试验室得出，尚有待于进一步的实际应用和完善化。

物理参数监测法 物理参数监测包括部件材料的硬度、密度、电阻等，但工程中最常用硬度检测。

高温部件在长期运行过程中，随着微观组织的老化，基体中合金元素的析出，硬度会逐步降低，故可监测硬度的变化来诊断部件的寿命损耗。如在预先诊断技术研究中做出如图 1 所示的硬度变化 ΔH_P 与寿命损耗率的关系，则可根据检测的在役部件的硬度来诊断寿命损耗。

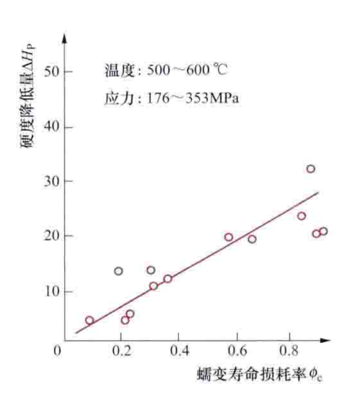


图 1 硬度变化与蠕变寿命损耗率的关系

无损检测技术 利用复型金相、超声波、声发射、电磁、涡流和电阻来间接地监测高温部件的蠕变损伤已进行了大量的试验研究。例如，图 2 示出了材料比电阻与蠕变寿命损耗的关系，利用该关系，可根据监测的在役高温部件的比电阻，估算出部件的剩余寿命。在实际应用中，为减少误差，每次对构件测量电阻率的同时测量基准块的电阻率（用直流电位法或交流电位法测量电阻），得出比电阻率。比电阻率 R_P 可表示为 $R_P=\dfrac{R_x}{R_0}=\dfrac{K_xE_x/e_x}{K_0E_0/e_0}$，式中 R_x、R_0 分别为被测部件和基准块的电阻率；K_x、K_0 分别为被测部件和基准块的材料系数；E_x、E_0 分别为被测部件和基准块的实测电位差；e_x、e_0 分别为被测部件和基准块的比较基准材料电位差。

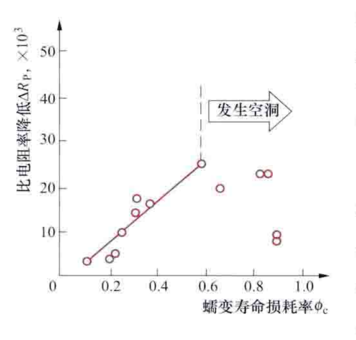


图 2 比电阻变化与蠕变寿命损耗率关系

shoupo duiliu huanre

受迫对流换热 (forced convection heat transfer)

流体在压差作用下流过固体表面时与固体表面之间的换热过程，也称强制对流换热。压差可由泵或风机造成，也可由其他原因（如压力差等）造成。受迫对流换热可分为内部受迫对流换热（如流体在管内受迫运动时的换热）和外部受迫对流换热（如烟气横掠管束时的换热）。按流动状况不同，又可分为层流换热和湍流换热。

内部受迫对流换热 内部受迫对流换热可进一步分成层流或湍流进口段内的换热以及充分发展层流或湍流段内的换热。无论是层流或是湍流，进口段内在轴向不同位置上速度和温度分布都彼此不同，这是因为边界层是从形成、发展直到在中心线上会合这一不断增厚的过程造成的。因此，进口段的长度就等于进口处至边界层闭合处的轴向距离。如果速度边界层和温度边界层的闭合处不同，则与之相应的流动进口段和热进口段的长度就不同。在热进口段内，由于温度剖面沿轴向不断变化，所以局部换热系数也随之变化。从温度

边界层闭合处开始，无量纲温度剖面和局部换热系数不再发生变化，此时称为热充分发展层流或湍流。层流热进口段的长度 X_s 可由理论分析导得 $X_s/d=0.05RePr$（常壁温条件）或 $X_s/d=0.07RePr$（常热流条件）。因此，在相同的雷诺数（$Re=ud/\nu$）下，普朗特数（$Pr=\nu/a$）越大的流体（如油类），其进口段越长。湍流的 X_s 比层流的要短得多，约等于 50 倍管的内直径 d（u、ν 和 a 分别为流体的流速、运动黏度和热扩散率）。管内受迫对流换热关系式表示成努塞尔数（$Nu=hd/\lambda$）与 Re、Pr 之间的准则函数形式。对于光滑直管内的充分发展湍流，当流体温度 T_f 与管内壁面温度 T_w 相差不很大时，可按下式计算平均换热系数 h，即 $Nu_f=0.023Re_f^{0.8}Pr_f^m$（$T_w>T_f$ 时，$m=0.4$；$T_w>T_f$ 时，$m=0.3$），式中各准则数的下角标 f 表示其中的物性参数按 T_f 确定。上式的适用范围是：$L/d>60$；$10^4<Re_f<12\times10^4$；$0.7<Pr_f<120$。计算管内湍流受迫对流换热的比较准确的计算式是彼都霍夫（B. S. Petukhov）关联式，即

$$Nu_f=\frac{(f/8)Re_fPr_f}{1+\frac{900}{Re_f}+12.7\sqrt{f/8}(Pr_f^{2/3}-1)}$$

其中 $f=(1.82\log Re_f-1.64)^{-2}$。该式的适用范围：$10^4\leqslant Re_f\leqslant5\times10^6$；$0.5\leqslant Pr_f\leqslant2000$。

过高的温差、弯管和管壁的粗糙度都对 h 有影响，有关考虑这些因素的换热关系式可从相关的手册中查取。对于非圆形管，计算湍流换热的上述各公式仍有效，只需将定型尺寸 d 换成当量直径 d_e，即 $d_e=4A/U$。式中 A 为管截面面积，m^2；U 为流体润湿的流道周边长度，m。

对于管内层流进口段，可采用 $Nu_f=1.86(Re_fPr_fd/L)^{1/3}(\mu_f/\mu_w)^{0.14}$，它的适用范围是：$Re_fPr_fd/L>10$；$13<Re_f<2300$。对于圆管内常物性流体热充分发展层流的换热，可采用理论导出的结果：$Nu_f=4.36$（q_w＝常数，q_w 为管内壁面热流密度，W/m^2）和 $Nu_f=3.66$（T_w＝常数）。

在层流与湍流之间存在一过渡区 $2300<Re_f<10^4$，可采用格尼林斯基关联式。

对于气体有

$$Nu_f=0.0214(Re_f^{0.8}-100)Pr_f^{0.4}[1+(d/L)^{2/3}](T_f/T_w)^{0.45}$$

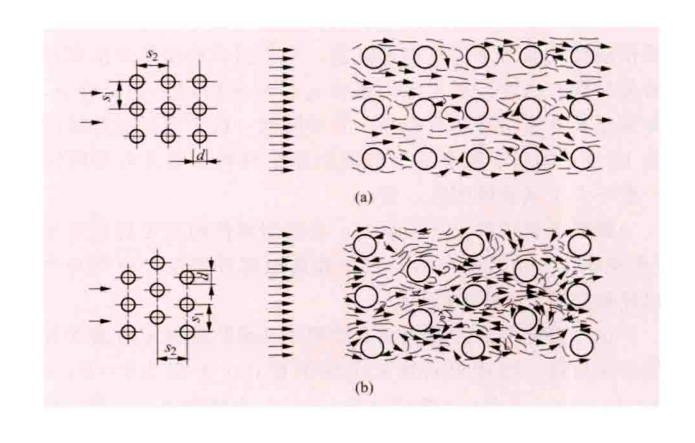
它的适用范围是：$0.6<Pr_f<1.5$，$0.5<T_f/T_w<1.5$。

对于液体有

$$Nu_f=0.012(Re_f^{0.87}-280)Pr_f^{0.4}[1+(d/L)^{2/3}](Pr_f/Pr_w)^{0.11}$$

它的适用范围是：$1.5<Pr_f<500$，$0.05<Pr_f/Pr_w<20$。

外部受迫对流换热　在工程中最常见的外部受迫对流换热是流体横向外掠圆管和圆管束流动时的换热。在常用的范围内（$10^3<Re_f<2\times10^5$），迎风侧前半周表面上为层流边界层（对于单管）或处于旋涡影响下的层流边界层（对于管束），背风侧后半周管面被涡旋流所覆盖，整个流动状态称为混合流。显然，管束的换热与管子排列的方式（顺列与错列，见图）、管间距（s_1 与 s_2）以及管排数有关。当排数大于 20 时，混合流状态下管束的平均 h 可用下表中列出的关系式计算。



顺列与错列管束

（a）顺列；（b）错列

管束平均表面传热系数准则关联式

排列方式	适用范围 $0.7<Pr_f<500$		换热关系式 Nu_f	对空气或烟气的简化式 $Pr=0.7$ Nu_f
单管	$Re_f=10^3\sim\times10^5$		$0.26Re_f^{0.6}Pr_f^{0.37}\left(\frac{Pr_f}{Pr_w}\right)^{0.25}$	$0.229Re_f^{0.6}$
顺列	$Re_f=10^3\sim2\times10^5$		$0.27Re_f^{0.63}Pr_f^{0.36}\left(\frac{Pr_f}{Pr_w}\right)^{0.25}$	$0.24Re_f^{0.63}$
错列	$Re_f=10^3\sim2\times10^5$	$\frac{s_1}{s_2}\leqslant2$	$0.35Re_f^{0.6}Pr_f^{0.36}\left(\frac{Pr_f}{Pr_w}\right)^{0.25}\left(\frac{s_1}{s_2}\right)^{0.2}$	$0.31Re_f^{0.6}\left(\frac{s_1}{s_2}\right)^{0.2}$
		$\frac{s_1}{s_2}>2$	$0.40Re_f^{0.6}Pr_f^{0.36}\left(\frac{Pr_f}{Pr_w}\right)^{0.25}$	$0.35Re_f^{0.6}$
	$Re_f=2\times10^5\sim2\times10^6$		$0.022Re_f^{0.84}Pr_f^{0.36}\left(\frac{Pr_f}{Pr_w}\right)^{0.25}$	$0.019Re_f^{0.84}$

参考书目

章熙民，任泽霈，梅飞鸣．传热学．北京：中国建筑工业出版社，2007.

shouremian zhanwu

受热面沾污

（fouling of heating surfaces）　燃用固体燃料的锅炉，在其受热面烟气侧由于飞灰及燃烧过程衍生物发生物理和化学沉积而致污脏的现象。一般锅炉受热面烟气侧可复合发生颗粒体沉积沾污、物理吸附（黏结）沾污、化学吸附沾污、腐蚀性沾污和凝结性沾污。受热面沾污会诱发结渣、积灰、堵灰以及腐蚀等现象，还会使各受热面吸热效果降低，过热蒸汽及再热蒸汽温度降低，烟温升高，锅炉效率下降。局部地区严重积灰、堵灰，还会出现烟气走廊而造成受热面金属严重磨损或过热等。受热面严重积灰、堵灰时，会使烟气阻力急骤上升，甚至影响锅炉的出力。

沾污的机理　受热面沾污是一个极为复杂的物理化学过程。一般认为，高烟温区和壁温高的受热面沾污，主要复合有凝结性、化学和物理吸附及颗粒沉积等沾污类型，间或也有高温腐蚀性沾污发生。高温区的沾污又可分为碱金属化合物型、钙化合物型和硅化合物型三大类，主要取决于炉型（燃烧方式）、火焰与附壁介质的温度水平、煤灰特性（灰中碱金属含量、灰的初熔及复凝过程熔点和黏温特性）、附壁炉烟的气氛性质（CO/O_2 比）、飞灰的粒度分布、炉内空气

动力场因素、管材基体金属及表层氧化物性质以及受热面布置的几何因素等。钙对对流受热面沾污的倾向有较大影响，能够促使生成黏度较低的过冷玻璃体，增强灰的沾污能力。同时在形成烧结性沉积物过程中，钙有双重作用，即在沉积物内层富有硫酸钙，从而引发沾污增长，而在沉积物的主体层中，钙组分又抑制烧结强度的增长。锅炉尾部受热面的沾污主要是凝结性和腐蚀性沾污，并不断吸附沉积灰颗粒，严重时导致受热面堵灰。这种沾污取决于煤灰中硫组分的多少及受热面工作温度是否在硫酸酐的露点温度以下。锅炉脱硝系统投运后，如控制不当导致氨逃逸率高，易反应产生硫酸氢氨，会对下游空气预热器的换热元件造成低温腐蚀和沾污。

液态排渣炉及旋风炉的沾污积灰远较固态排渣煤粉炉严重，主要是因为在其高捕渣率燃烧方式下，逸出冷却室的飞灰极细，丧失了粗颗粒飞灰冲刷沾污层的“自”吹灰能力。同时由于燃烧核心区域温度也远高于普通煤粉炉，造成灰中碱金属氧化物的充分挥发，而后又凝结在对流受热面，助长其他类型沾污过程。

燃用高灰重质油的锅炉中也会发生受热面沾污现象，同时因为燃油的灰分中含有硫、钒等致腐元素，其化合物可在燃烧中与挥发和凝结的碱金属氧化物作用，会造成过热器受热面的腐蚀性沾污。

防止沾污措施　主要依靠机械吹刷手段，周期性地清除受热面沾污。另外，根据煤种的沾污性能合理进行燃烧室和受热面的结构设计，也可防止和减缓沾污，如采用膜式水冷壁、大跨距错列的管束、合理的烟气流速等。在煤中加入其他矿物，改变灰分的组成，使灰分在极高温度下也不致有升华的组分形成，也可以减轻积灰，但较为复杂和困难。对于脱硝系统的氨逃逸率进行严格控制，定期对脱硝系统及空气预热器进行吹灰，能够防止空气预热器沾污。

shufangshui xitong

疏放水系统

(drain and blow-down system)　为疏放机组起动、运行时在设备、蒸汽管道内形成的凝结水，或停运、检修前排放设备、管道内积水而设置的设备及管道系统。

疏水　蒸汽管道内有水聚集时，在运行中将造成水冲击，导致管道或设备发生振动或损坏。若积水进入汽轮机，将使汽轮机遭受严重损坏。故蒸汽管道和设备必须设置起动疏水、经常疏水系统。

起动疏水系统用于排除起动暖管过程中的凝结水，以使蒸汽参数迅速达到规定值，缩短起动时间。

经常疏水系统用于排除运行或热备用状态下凝结在设备和蒸汽管道末端、低位点的积水。经常疏水在管道工作压力下进行，通常采用节流孔板或疏水器排除。

设计疏水系统时，应按疏水点的不同压力通过疏水阀分别引入疏水母管，保证疏水通畅。

放水　在机组停运后或检修前，为放空管道和设备内遗留积水所设置的系统。放水点应设在管道或设备的低位处。放水按压力区分为有压放水和无压放水，有压放水排至压力放水母管，无压放水可经漏斗排至无压放水母管。

疏放水系统的设计，应以运行安全经济、有利于快速起动、便于事故处理和实现自动化为原则。对有回收价值的疏、放水，应通过疏水扩容器、疏水箱或水池回收工质和热量，减少汽水损失。

shumei jian (gou) zhuwu

输煤建(构)筑物

(coal handing buildings and structures)

供厂内输煤设施设备安装和运行的工程建筑。包括卸煤部分的卸煤沟、翻车机室、牵车台、配电室等，储煤部分的煤场、干煤棚、堆取料机基础等，运煤廊道的隧道、地煤斗、运煤栈桥、采光室等，以及输煤综合楼和推煤机库等辅助设施。除常规设计的建（构）筑物外，特种结构的输煤建（构）筑物有干煤棚、全封闭煤场、储煤筒仓、碎煤机室和输煤栈桥。

干煤棚　设置于条形煤场内，两端为敞开式。一般采用排架、门式钢架或空间网架结构。

全封闭煤场　全封闭圆形煤场的侧壁一般采用带扶壁柱的分离式挡煤墙结构或整体式筒壳结构，屋顶采用空间网架结构支撑于壁柱或侧壁顶部。为防止煤自燃，对侧壁结构堆煤高度范围采取隔热设计措施；整体式筒壳及环形基础则考虑环境温度作用的影响。全封闭条形煤场的结构一般采用排架、门式钢架或空间网架结构。

储煤筒仓　一般为现浇钢筋混凝土圆形结构型式，当筒仓直径大于21m时，仓壁需采用预应力钢筋混凝土结构。仓底结构根据给料机的型式分为缝隙式、锥斗式等，仓底支撑结构采用筒壁与内柱共同支撑或设置内筒壁与内柱共同支撑的型式。

碎煤机室　主体结构一般采用现浇钢筋混凝土结构。对动扰力在46kN以上的碎煤机支撑结构，通常采用弹簧隔振基础或独立框架式结构，基础四周与楼板结构间设防振缝。对直接支撑碎煤机的结构、隔振基础的台板应进行振动计算，当隔振效率大于或等于90%时，隔振装置以下的支撑结构可不做动力计算。

输煤栈桥　有封闭式或露天式两种布置，栈桥支柱一般采用钢筋混凝土、钢结构实腹柱或格构式柱。栈桥跨度超过18m时，桥身结构一般以钢桁架结构为主。为避免栈桥结构与皮带机传动发生共振，需合理控制桥身结构的刚度及精确安装调试皮带机。

地下运煤隧道为钢筋混凝土箱型结构，采光室设置在运煤隧道与输煤栈桥出地面连接部位。

shumei jianzhuwu shigong

输煤建筑物施工

(coal handling structure construction)　输煤建筑物单项工程较多，包括卸煤沟、翻车机室（用于铁路运煤的电厂）或上煤码头（用于水运煤的电厂）、输煤皮带的廊道和栈桥、碎煤机室及转运站、储煤场、堆取料机基础、干煤棚、圆形封闭式煤场或储煤罐等设施。输煤建筑物的结构主要有钢筋混凝土和钢结构两类。上煤码头属水工建筑物，应由专门的港工队伍施工，不视作输煤建筑物。

卸煤沟施工　卸煤沟（包括头部转运站）一般埋置较深，属于深基坑施工。地下水位高的地区，挖土前应先进行降水，视地质条件情况采用放坡、钢板桩、土钉、排桩等方法进行基坑支护（见土石方施工）。卸煤沟的地下墙板、柱、梁和楼层，可在底板面以上50cm及楼层梁底设水平施工缝，进行分段施工。煤沟每隔一定长度设置一条伸缩缝，伸

缩缝通常使用橡胶止水带连通，嵌置在两段煤沟之间，在伸缩或沉降变形时阻止地下水的渗入。卸煤沟上部的楼层是承受煤车全部重量的结构，梁上设有用于固定钢轨的埋置件，埋设时要注意埋件与铁路中心线的高程保持一致。地上部分一般在卸煤沟回填土后进行施工。

翻车机室施工　翻车机室（包括头部转运站）埋置深度较卸煤沟更深（最大埋深可达 20m 以上），施工方法基本同卸煤沟。

由卸煤沟或翻车机室至转运站的地下输煤廊道埋深也较深，一般由深向浅逐段施工，施工方法同地下卸煤沟。地下输煤廊道穿越使用中的铁路或其他建（构）筑物时，可采用管棚法暗挖施工或预制顶推法施工。

输煤栈桥施工　输煤栈桥可分为钢结构和混凝土结构。混凝土结构多用于高度较低的栈桥，现浇施工；钢结构多用于较高的栈桥，采用 24～45m 跨度的钢桁架（钢管桁架），在栈桥支架施工后吊装就位。钢桁架可采用单榀吊装，也可双榀组合吊装，然后自下而上逐个吊装桁架之间的梁和桥面板等构件。

碎煤机室施工　先施工 0m 以下的基础，再施工上部结构，施工同主厂房混凝土结构（见*主厂房结构施工*）。整浇碎煤机基础的楼层设有防震设施，是碎煤机室结构的抗震部位，关键是弹簧减震器的施工。

转运站施工同碎煤机室。

储煤场施工　将场地按设计标高平整夯实，并保持一定的排水坡度。

堆取料机基础施工　条形煤场的堆取料机基础是长度较大的两条形基础，圆形煤场的堆取料机基础是位于煤场中心的独立基础，按现浇钢筋混凝土结构施工。其中心线和预埋件要用固定架来保证位置和标高。

干煤棚施工　干煤棚多为双层柱面网壳结构，跨度为 120～150m。干煤棚网壳结构拼装可采用高空散装法、分块安装法和滑移法。

高空散装法是在地面搭设一个与柱距同宽的拼装支架作为工作平台，平台高度略低于网架下弦标高，用小型千斤顶支承，形成起拱，将地面预先拼装好的网壳小单元或杆件在工作平台上拼装，形成完整的柱距网壳。然后根据各支撑点的结构自重挠度值，分区分阶段按比例或每步不大于 10mm 等步下降放松千斤顶，拆除支撑点。再以已拼装的网壳为承重体系继续施工，逐步扩展。

分块安装法是在合拢处搭设拼装支架，拼接点设千斤顶支承，采用大型履带式起重机将地面分块拼装好的块状单元分段对称吊装，合拢时用千斤顶调整标高，然后连接。组合拼装好一个柱网后，撤除千斤顶，撤除方法同高空散装法。2001 年 7 月，鸭河口发电厂干煤棚网壳首次采用地面分片拼装绞节点连接，利用塔柱千斤顶计算机同步液压整体提升施工工艺。

滑移法分单条滑移法（结构单元在滑轨上单条滑移到设计位置后拼接成整体结构）、逐条积累滑移法（结构单元在滑轨上逐条积累滑移到设计位置形成整体结构）与滑架法。施工时采用高空散装法或分块安装法在一端组装第一个柱距的网壳，利用网壳支座安装滑轨（滑轨应能抵抗滑移时的水平力及竖向力），向另一端滑移网壳，重复安装、顺序滑移，逐步完成整个网壳的安装。网壳滑移时可用慢速卷扬机牵引。滑架法是将拼装支架搭设在地面铺设轨道或滑块的平板台车上，网壳安装后滑移拼装支架，结构本身在原位安装不滑移。滑移法安装网架时应保证网壳两边的同步滑移和拼装支架的同步卸荷。结构部分吊装完成后，安装彩钢屋面板或玻璃钢等维护封闭的施工。

圆形封闭式煤场施工　圆形封闭式煤场由挡煤墙、球面网壳和屋面组成（见图 1），挡煤墙为现浇施工。安装上部球面网壳结构时，先搭设安装支架、安装支座及第一段网壳，然后采用高空散装法向上安装，最后完成轻型屋面结构安装（见图 2）。2004 年 7 月，中国大陆地区首次采用圆形煤场的福建漳州后石发电厂 6×600MW 工程建成投产。

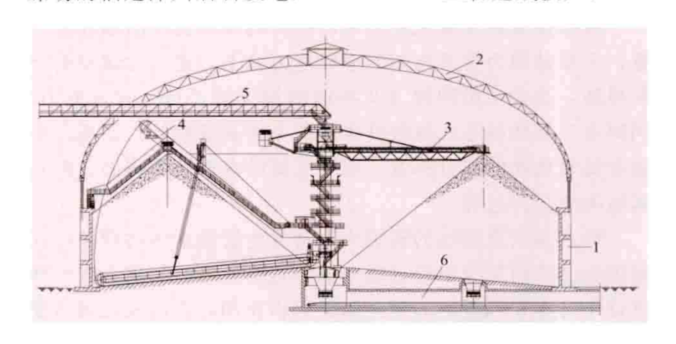


图 1　圆形封闭式煤场示意图

1—挡煤墙；2—球面网架；3—堆料机；4—取料机；5—入煤皮带桁架；6—出煤地下廊道



图 2　封闭式圆形煤场

有些火电厂用钢筋混凝土储煤罐储存干煤，可采用现浇法或爬模法（见*烟囱施工*）等方法施工。

shumei shebei anzhuang

输煤设备安装　(coal handling equipment erection)

包括卸煤设备、输送设备、碎煤筛煤设备、煤场堆取料设备、辅助设备的安装，具体安装的设备包括翻车机、皮带机、碎煤机、斗轮机、堆取料机、犁煤器等，其中翻车机、皮带机、斗轮机的安装工艺要求较高。

翻车机安装　本体施工时可利用翻车机房桥式起重机进行安装，结构件调整时应控制好对角线等尺寸，焊接和螺栓连接可靠，液压装置安装时应保证管内清洁度和连接正确可靠，调试前检查止挡器、限位等安全装置是否齐全。拨车机、牵车台、推车机安装时可用起重机或拖运架吊拉到位。

皮带机安装　驱动装置安装时应保证连接位置的同轴度，传动和改向滚筒应与中间架和托辊保持垂直，皮带胶接应使用专用硫化器和胶料胶浆，接头制作按相关工艺规范进行，胶接时注意皮带两端中心线重合和胶接位置应力均匀。调试时皮带跑偏通常采用调整改向滚筒和托辊角度、增加调心托辊数量或受力、调整拉紧装置力量等方法进行纠偏。

斗轮机安装　行走机构的安装应注意预防啃轨，回转轴承安装时应注意软齿区位置，同时确保螺栓紧固扭矩正确，俯仰装置安装时应保证液压管路清洁阀门安装正确，斗轮装置安装时注意连接可靠溜料槽位置正确。金属结构件一般用大型起重机吊装，前臂架和拉杆可以双机抬吊，配重块吊装的注意防止整机后倒和前翻，并控制好斗轮着地力。

shumei xitong fuzhu sheshi

输煤系统辅助设施　(coal conveying system assistant facilities)　为补充、完善厂内输煤系统功能，保证系统安全、环保运行的设备及建（构）筑物。包括煤炭取样装置、煤炭计量装置、除铁装置、抑尘设施、消防设施、检修起吊设施、辅助建筑及输煤系统的控制保护等。

煤炭取样装置　取得煤样进行化验，对生产用煤进行质量监督和管理。分为入厂煤取样和入炉煤取样。

(1) 入厂煤取样装置。在卸煤装置前采集未经处理的原始煤样，用于监督供方提供的煤种和质量是否符合合同规定。根据来煤方式设置：①火车入厂煤取样装置。可以连续完成火车车厢中煤样采取、破碎、缩分、集样和余煤返排回的装置。分为门式、悬臂式，安装于铁路上方或一侧，火车卸煤沟可采用桥式取样机。②汽车入厂煤取样装置。功能和组成基本同火车入厂煤取样装置，分为悬臂式和桥式两种，一般紧邻汽车衡布置。③带式输送机取样装置。适用于水运或厂外带式输送机输煤的场所，利用刮板式取样器，从带式输送机头部或中部连续截取煤样，经一级或二级破碎缩分装置制备煤样，余煤通过斗式提升机或螺旋输送机返回带式输送机。

(2) 入炉煤取样装置。根据取样化验的煤质变化情况调整锅炉燃烧和进行成本核算。设在进入主厂房前的带式输送机上，设备型式同带式输送机取样装置。

煤炭计量装置　对生产用煤数量进行管理，分入厂煤计量和入炉煤计量。

(1) 入厂煤计量装置。作为煤炭供需双方商务结算的依据，计量设备均设有自动显示、打印、累计等功能。主要设备有：①轨道衡。用于铁路运输车辆称重的衡器，有动态衡和静态衡两种。当进厂铁路平直无坡道时，多采用无基坑电子轨道衡，与卸煤装置串列布置。当采用翻车机卸煤时可选用翻车机静态衡，布置于翻车机平台下方。②汽车衡。用于公路运输车辆称重的衡器，根据称重位置布置区分为重车衡和空车衡，有动态和静态两种型式。发电厂一般采用静态无基坑静态衡，也可采用动态衡。汽车衡的数量和规格根据车型、车辆数、运行时间、采样、过衡、卸车等因素确定。③电子皮带秤。用于带式输送过程中进行动态连续自动计量。由称重框架、称重传感器、测速传感器和显示仪表组成，为保证电子皮带秤的称量精确度，一般采用链码或实物校验装置定期标定。

(2) 入炉煤计量装置。安装在进入主厂房的输送机上，以监视锅炉的燃煤量，通常采用电子皮带秤。

除铁装置　分离从煤矿所携带铁件物体的设备。煤炭开采过程中携带入原煤的铁件将影响输煤机械和筛碎设备的运行安全，如划破皮带，损坏筛碎设备；进入磨煤机后会加速磨损，影响磨煤机的正常运行，必须从原煤中清除。火电厂中一般采用电磁除铁器。通常在厂内输煤系统前端、煤场带式输送机出口、碎煤机前后的带式输送机端部各安装一级除铁设备。除铁点设有弃铁箱收集铁件杂质。

抑尘设施　为保持电厂内输煤系统清洁、环保运行所设置的措施。包括：①在各转运站、易扬尘点设置除尘装置，并适当设置喷雾抑尘。②采用流线型落料管技术，落煤点加锁气器等防扬尘措施。③保持原煤适当湿度，煤场内设喷淋设施等防抑尘措施。④输煤系统设地面水冲洗或吸尘设备。

消防设施　对输煤系统设置有效的消防措施：①输煤栈桥、煤仓间、转运站、碎煤机室均设自动喷水灭火系统、水幕及室内消火栓灭火系统。②煤场设消防车通道、环形消防管网及室外消火栓等消防设施。③对于封闭式煤场，设红外线自动探测及灭火系统。④输煤系统中的喷水抑尘、防扬尘设施是降温、防积煤自燃的有效措施。⑤采用难燃型胶带。

检修起吊设施　在带式输送机头部滚筒、电动机、减速器及尾部滚筒上方、碎煤机室、各转运站、煤仓层等区域，设有起重机、电动葫芦或手动葫芦等检修起吊设施。

辅助建筑　机械输煤系统通常独立设一座输煤综合楼，内设输煤系统程控室、配电室、煤炭调度经营和运行办公室等，并设有一座推煤机库。

输煤系统的控制保护　20世纪80年代开始将输煤自动控制引入电厂的输煤系统，简称输煤程控，通常采用可编程逻辑控制器（PLC）；近年来也有采用分散控制系统（DCS）并配置工业电视实现输煤系统自动控制和安全监视。通过将带式输送机胶带跑偏、打滑等信号，沿线设置的拉绳开关，落煤管处的堵煤信号及防闭塞装置，碎煤机的测温、测振等保护，以及每个原煤仓的高、低煤位信号送入PLC实现连锁控制，并通过皮带秤等计量装置来实现对入场煤炭的运行管理。

shumei xitong kongzhi

输煤系统控制　(control for coal handling system)

对输煤工艺系统进行的控制。根据各台锅炉原煤斗的煤位或煤量情况，将煤分别送入各台锅炉的原煤斗。当所有煤斗均有充足的煤量时，进厂煤应转送往储煤场。

皮带运输机的正常起动过程是按照逆煤流方向进行的，即先起动煤仓间的皮带，再起动前一级皮带运输机，最后起动卸煤沟底的1号皮带运输机和给煤机。停止时采用顺煤流方向，即应先停止给煤机，待1号皮带运输机上的煤已卸空后再停止1号皮带运输机。在事故情况下，允许同时停止所有的皮带运输机。储煤场的堆取料控制是通过控制斗轮堆取料机实现的，是由储煤场的一端开始使斗轮机的悬臂做旋转运动，直达煤场的另一端，从底层开始逐层堆成煤堆。取煤的方式和堆煤相反，先取最上一层煤，再依次取以下各层的煤。

火力发电厂的输煤系统控制采用可编程逻辑控制器或分散控制系统，具有设备起停，运行路径检查、选择，条件连锁逻辑处理，运行工况监视、报警、保护，卸煤给煤机调

节，来煤计量，料位测量，原煤斗配煤等功能，可以程控、远控或就地操作。为此，还必须配备以下专用测量变送器：①皮带速度变送器，当皮带的速度低于额定值的90%时送出报警信号，速度低于75%时送出停止皮带输送机的信号；②煤流开关，装在皮带的头部及尾部，当煤流量达到额定值的20%～40%时，送出有煤流的信号用以控制皮带运输机的起停；③煤斗煤位或煤量变送器，在煤斗煤位低于约3m或煤量低于10%时送出空仓信号，煤斗煤位距顶部约2m或煤量超过90%时送出满仓信号用以控制输煤系统的起停；④皮带偏移开关，当皮带中心线偏离运输机中心线超过皮带宽度的5%时，送出皮带偏移信号控制皮带运输机；⑤落煤管堵煤信号，在落煤管发生堵塞时送出信号起动振动器或停止皮带运输机；⑥金属探测器，探测到磁性金属时，控制电磁铁进行排除；探测到非磁性金属时，控制含杂物的煤分流排除；⑦角位移变送器，测量斗轮堆取料机悬臂的水平和垂直位置，用以控制堆取料机的堆煤和取煤过程。

shuju fuwuqi

数据服务器 (data server) 在计算机监控系统中存储管理整个系统源程序、组态数据、运行数据及历史数据的设备，也称数据处理中心（站）。

功能 数据服务器的作用是为各种现场控制站和人机接口站提供数据服务，主要包括控制单元的源程序加载，运行数据管理，过程信息与事件信息的存储与管理，性能计算，系统状态信息存储及数据库检索、查询与管理等。有的数据服务器的功能从早期单纯的数据交换功能扩展到集数据交换、组态数据存储、高级语言开发接口和网络通信接口等于一身，并可能进一步包括能损分析软件、性能优化软件和故障诊断软件等。有的数据服务器还兼做系统文件服务器使用，用于整个计算机监控系统的系统软件和应用软件的备份管理。

构成 数据服务器一般采用性能较好的计算机，配置有高速处理器和大容量存储单元。而操作系统也由早期封闭系统转向开放系统，常采用Windows NT。一个高效的数据服务器，不仅能为各个子系统（自动化处理单元、操作员站、工程师站、历史数据站等）提供必要的数据，而且应能提供高效措施以方便外围系统存取访问数据库中的实时数据。从二次开发角度考虑，数据服务器还应能提供至少一种高级语言（C、Fortran等）应用开发接口及支持网络动态数据交换（NetDDE）和结构化查询语言（SQL）等功能。

虽然仍有一些计算机监控系统采用专用封闭的数据管理系统，但是从发展趋势看，数据服务器更倾向于采用高性能的商业化数据管理系统，如ORACLE和SQL SERVER等，以加强整个系统的稳定性和开放性，同时也方便了用户在其上进行二次开发。

火力发电厂仪表与控制应用中使用的数据服务器均以其功能命名，如历史数据服务器（站）、性能计算服务器（站）等。

shuju tongxin wangluo

数据通信网络 (data communication network) 支持计算机监控系统各工作站（过程控制站、操作员站、工程师站和数据服务器等）相互连接与通信，进行数据传送与交换的数字局域网络，也称数据高速公路。

用途 计算机监控系统的数据通信网络通常可分为过程控制网络和过程操作管理网络，分别连接和服务于系统的过程控制级和过程管理级。当计算机监控系统进一步向现场分散时，还有连接过程控制站的控制器与远程智能I/O或远程控制子站的远程I/O网络，以及连接控制器与现场智能仪表的现场总线网络。

传输介质和传输方式 数据通信网络常用的传输介质有双绞线、同轴电缆和光纤。数据通信网络的数据传输方式可分为同步和异步两种，而从工作方式看，数据传输又分为单工、半双工和双工三种。

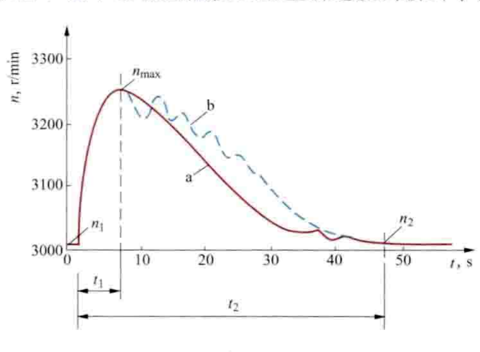
网络种类 20世纪90年代，控制系统设备制造商根据其系统结构设计采用了专用通信网络，如令牌环网、令牌总线网、以太网等。随着以太网传送速度的大幅提高，它已成为广泛采用的标准网络。现场总线网络已与控制系统充分融合。应用于火力发电厂时，要求令牌网的通信负荷率不超过40%、以太网不超过20%。

shuaifuhe shiyan

甩负荷试验 (load dump test) 汽轮发电机组在不同负荷下突然卸去全部负荷所进行的试验。甩负荷试验主要考核汽轮机调节装置的动态特性，要求在机组甩掉额定满负荷时汽轮机转速不超速、保护不动作。

考核要求 对汽轮机调节系统动态特性考核的主要指标是机组甩负荷后的稳定性、最大飞升转速和稳定时间。

稳定性 机组甩去全部负荷后，因外来扰动而离开平衡状态，调节系统应能使机组重新过渡到新的平衡状态，保持汽轮机空载稳定运行。汽轮机甩负荷动态过渡过程图见图，调节过程可以是单调稳定（图中曲线a），也可以是衰减振荡稳定（图中曲线b）。



汽轮机甩负荷动态过渡过程图

最大飞升转速 由于调节汽阀关闭需要时间，以及汽轮机内部剩余蒸汽做功，汽轮发电机组甩负荷后，转速迅速上升，升至某一峰值后才开始回降，该峰值即为最大飞升转速（图中曲线a的n_{max}点）。最大飞升转速不允许超过危急保安器动作转速。

稳定时间 由初始平衡状态n_1过渡至新的平衡状态n_2所需要的时间，即从机组甩负荷开始到机组达到新的稳定转速的时间t_2。甩全负荷时要求$t_2<50s$。

试验条件 ①新机组应经过连续试运行考验，性能良好；②经空载及满负荷试运行，调节系统工作正常，速度变动率及迟缓率符合要求；③汽阀关闭时间及严密性试验合格，抽汽止回阀连锁动作正常，关闭迅速严密；④超速试验

时危急保安器动作正常；⑤手动停机装置动作良好；⑥汽轮机旁路系统处于热备用状态；⑦汽动给水泵备用气源快速切换试验合格；⑧试验还应取得电网调度批准和安排，以保证电网安全运行。

试验方式 机组带额定负荷试运行工况稳定，具备甩负荷试验条件后，甩50%和100%负荷各一次。试验时解除发电机跳闸连跳汽轮机的保护，手动使发电机跳闸，与电网解列甩去全部负荷，采用录波器等测取转速飞升曲线以及其他运行参数。甩50%负荷合格后才能进行100%甩负荷。对于抽汽供热式机组，应先经无抽汽的凝汽工况下甩满负荷合格，然后在最大抽汽流量下甩额定负荷，同时还应考虑热网供热安全生产要求。

由于甩负荷是机组很恶劣的一种运行工况，所以也可使用模拟试验的方法获得数据，通过计算得到机组甩负荷后的飞升转速，如测功法甩负荷试验。

测功法甩负荷试验是在机组不与电网解列的情况下，间接测取超速保护及调速系统甩负荷时动态特性的方法。具体方法是在额定负荷下，在某一时刻突然模拟发出一个跳闸信号，使调速汽阀或主汽阀迅速关闭，同时测取发电机有功功率的变化曲线，并由此换算得到转子飞升曲线。

测功法甩负荷试验需要先获得机组转子的转动惯量值，且系统设备和系统未承受甩负荷工况剧烈变化的实际考核，试验的考核效果存在一定的局限性。

shuanggongzhi xunhuan

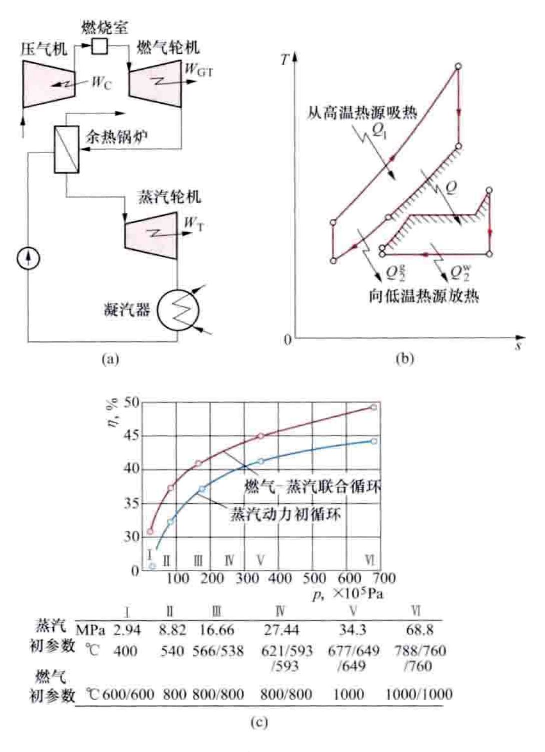
双工质循环

(binary cycle) 同时使用两种不同工质的热力循环。使用两种工质的目的在于利用不同工质在不同参数范围内的有利性质以提高循环效率或改善循环性能。燃气-蒸汽联合循环、两汽循环都属于双工质循环。双工质循环的使用增加了能量装置结构和运行上的复杂性，应根据具体情况慎重论证其使用的合理性。

燃气-蒸汽联合循环 提高循环热效率的基本原则之一就是提高工质从高温热源中吸热的平均温度，并降低工质向低温热源放热的平均温度。蒸汽动力循环中，工质的吸热平均温度主要取决于工质的汽化（相变）温度和汽化潜热占总吸热量的大小。对于水工质来说，工质从高温热源吸热的平均温度不可能太高，但在低温热源端，却能保证较低的放热平均温度。另一方面，燃气轮机循环（见布雷顿循环）要保证较高的吸热平均温度比较容易，而向低温热源放热的平均温度则难以降低。为了提高循环热效率，可将燃气轮机循环叠加于蒸汽循环之上，由燃气轮机循环从热源吸热，蒸汽循环从燃气轮机循环的排气中吸热，最后由蒸汽循环向低温热源排热。这种双工质循环，叫做燃气-蒸汽联合循环，如图（a）（系统图）和图（b）（温-熵图）所示。其中，燃气轮机循环叫做蒸汽循环的“顶循环”，蒸汽循环叫做燃气轮机循环的“底循环”。图（c）为燃气-蒸汽联合循环与蒸汽动力循环热效率的比较。

两汽循环 见两汽循环。

其他双工质循环 为了改善工质从高温热源吸热过程或工质向低温热源放热过程的性能，以减小传热的不可逆性，提高循环效率，也可使用混合工质，使之在等压变温的条件下与热源交换热量。混合工质又叫多组元工质。所谓一个组元就是同一种分子组成的物质。混合工质多限于二组元工质，由它构成的循环也属于双工质循环。



燃气-蒸汽联合循环

(a) 系统图；(b) 温-熵（T-s）图；(c) 热效率

为了其他目的也可考虑使用两种工质。例如在环境温度很低时，为了充分利用低温，同时又不使在低温端蒸汽的容积流量太大，可在蒸汽动力循环下叠加一个用低沸点的非水工质的“底循环”。

shuibengfang kongzhi

水泵房控制

(control for water pump room) 对直流供水或循环供水水泵房及补给水、生活水、消防水等泵房的工艺系统进行的控制。

大型火电厂厂区内上述泵房的控制，一般均采用可编程逻辑控制器或分散控制系统；将各水泵房的控制集中于一个控制室内，实现就地无人值班。当采用多台深井泵提供补给水时，因泵房地理上较分散，多采用遥测遥信技术，或在泵房就地控制。

当电厂采用直流供水系统供水时，由于岸边（或河心）泵房距厂区较远，一般在泵房设控制值班室；为减少值班人员，供水系统多将其控制纳入单元机组的分散控制系统中，由单元机组值班员兼管。

shui chongji

水冲击

(water induction) 因水、蒸汽带水或冷蒸汽（过热度很低的蒸汽）进入汽轮机，水滴与高速旋转的叶片撞击而引起的事故。水冲击会导致推力轴承损坏、叶片损伤、汽缸和转子热应力裂纹、动静部分碰磨、高温金属部件永久性翘曲或变形，引起汽轮发电机组异常振动，导致轴承、基础及油系统损伤。

水进入汽轮机的原因 主要有三种：①锅筒满水或减温用喷水过量，或主蒸汽及再热蒸汽管道在起动或低负荷时疏水不

充分，使蒸汽携带水分进入汽轮机；②汽轮机本体在起动过程中的冷凝水或正常运行中湿蒸汽的水滴，因疏水不当而滞留在汽轮机内；③加热器、除氧器和凝汽器水侧管子泄漏，或汽侧疏水不畅，使水倒灌进入汽轮机。

冷蒸汽进入汽轮机的原因　机组运行工况不稳定，负荷发生大幅度变化或改变运行方式进行系统切换过程中，汽轮机也常发生进冷蒸汽造成水冲击事故。冷蒸汽的来源有三种：①在机组运行过程中主蒸汽及再热蒸汽温度突然急剧下降，低温蒸汽进入汽轮机；②与汽轮机本体直接相通的疏水、旁路管道或停用的抽汽管道在机组运行时处于关闭状态，隔离门前凝集高温水，若汽轮机缸内压力突然降低，低于相应水温下的饱和压力，将引起这部分高温水闪蒸，低温蒸汽进入汽轮机；③机组运行中因负荷变化或为改变运行方式，需要进行系统切换时，处于热备用的蒸汽管道暖道不充分，使冷蒸汽进入汽轮机。

防止措施　主要有：①过热器、再热器喷水减温系统选用性能可靠的喷水调节阀，并在减温水管路上设置闭锁阀，在主燃料切断、汽轮机跳闸或负荷低于规定值时应自动关闭；②选用高质量的给水调节阀和给水调节装置，防止锅筒满水；③正确设计和安装疏水系统（见*疏放水系统*）；④加热器、除氧器设置可靠的水位调节器和高水位报警及保护装置；⑤在可能有水侵入处以及汽轮机内缸若干断面上下装设成对内监视热电偶，如发现上下温差异常，则表示下部有水，应立即停机或进行相应处理；⑥加强对运行人员防止进水或进冷蒸汽的训练。如疏水系统以及监视保护系统设计安装完善，运行人员应精心监视和及时操作，防止发生进水或进冷蒸汽事故。对此运行规程应做出周密规定，特别是在起动、停机或低负荷运行时的疏水，正常运行时如何判断进水或进冷蒸汽，以及有进水、进冷蒸汽征兆时进行紧急处理的要求等。例如，当出现蒸汽温度急剧下降、管道振动、负轴向推力增大、金属温度骤降、机组异常振动等征兆时，应按规程规定迅速予以处理，将危害减轻到最小程度。

shuichuli shebei anzhuang

水处理设备安装　(water treatment equipment installation)

水处理设备是指利用化学或物理方式除去水中不良物质的设备，根据电厂内水质的不同，分为原水预处理设备、补给水处理设备、凝结水处理设备、循环水处理设备和废水处理设备。水处理系统一般均与酸和碱相关，管道一般为不锈钢或衬胶管道。

原水预处理设备安装　原水预处理设备一般包括对水进行混凝、澄清及过滤的设备，处理的水是江水、湖水、地下水等自然界淡水，主要分为澄清设备和过滤设备。澄清设备主要分为循环泥渣型（机械搅拌澄清池、水力循环澄清池）和悬浮泥渣型（脉冲澄清池、悬浮澄清池），澄清池池体一般由混凝土构成，需要安装的机械部件主要是进出的管道及集水槽等钢结构部件。机械搅拌澄清池需要安装一个搅拌叶轮及电动机，安装时注意搅拌叶片与池壁的间隙以及电动机和搅拌叶轮之间找中心的工作。过滤设备是使水通过滤料后过滤掉水中的杂质，其壳体有混凝土和钢结构两种，主要包括过滤器内管道及滤料的安装，重点应注意滤料的层数，注意滤料安装顺序和各层滤料厚度符合要求。

补给水处理设备安装　补给水处理设备主要对清水等预处理过的水进行过滤、离子除盐或反渗透，使之满足锅炉补给水要求。补给水处理设备包括过滤器、离子交换设备、反渗透及电除盐设备等。常用的有三种组合类型：①过滤器＋阴离子交换设备＋阳离子交换设备＋混合离子交换设备；②过滤器＋反渗透设备＋电除盐设备；③过滤器＋反渗透＋混合离子交换设备。设备型式基本分为钢制罐体和模块式框架两种。

钢制罐体安装　一般采用三脚支撑，安装时注意在基础上布置好垫铁，将设备就位后通过垫铁对设备标高、垂直度进行调整后，即可进行灌浆。

模块式框架设备安装　该类设备包括超滤装置、反渗透装置和电除盐装置等。安装主要包括基础检查、垫铁布置、设备吊装就位、水平及标高调整、设备固定和灌浆。框架安装后进行设备管道连接，最后进行过滤或反渗透元件安装。

凝结水处理设备安装　凝结水处理设备主要对凝结水进行除铁和除盐处理，主要包括前置过滤器和高速混床，一般均为钢制罐体设备，安装要求同补给水处理设备安装。

循环水处理设备安装　根据电厂循环水形式的不同，循环水需要进行的处理也不同。一般采用综合处理法，即在循环水中加入分散剂、阻垢剂、杀生剂和缓蚀剂等，循环水处理设备一般按功能进行模块化设计制造，安装方法和要求同模块式框架设备安装。

废水处理设备安装　电厂废水处理分为生产废水和生活废水处理。其中生产废水包括含煤废水、含油废水、含酸碱废水、冲灰废水、烟气脱硫废水等，其处理方式各有不同，设备型式基本也分为钢制罐体和模块式框架两种，安装方法和要求同补给水处理设备安装。

shuichuli xitong kongzhi

水处理系统控制　(control for water treatment system)

对火力发电厂水处理系统的工艺过程实施的控制。主要包括锅炉补给水处理系统控制、凝结水处理系统控制、水内冷发电机组冷却水处理系统控制、循环冷却水处理系统控制、废水处理系统控制、锅炉给水处理系统控制、锅内水处理系统控制和预处理系统控制等。

锅炉补给水处理系统控制　根据水质的不同，锅炉补给水处理分为离子交换除盐处理、反渗透与连续电除盐 EDI 混合处理、反渗透装置与离子交换器混合几种系统。离子除盐系统通常由过滤器、阳离子、阴离子、混合离子交换器和中间水泵组成，每台阳、阴离子交换器均由 11～13 个阀门控制，运行时间约为 24h，还原时间阳离子交换器约为 100min，阴离子交换器约为 130min；每台混合离子交换器由约 17 个阀门控制，运行时间约为 72h，还原时间约为 140min。补给水处理系统最早采用*可编程逻辑控制器*，进入 21 世纪后，也有采用*分散控制系统*实现锅炉补给水处理系统的监视与控制。

锅炉补给水处理系统的控制系统接受化学仪表的采样信号，其中最主要的是水质信号和各种液位信号，根据这些信号控制除盐系统的整个工艺过程，使之自动进入运行状态或反洗状态（或再生或反渗透状态等）；也可以根据运行经验采用时间判据输入控制系统，对整个除盐系统的工艺过程进行控制。实际多采用这两种控制方案的结合形式。

控制系统的输出信号控制电磁阀的启、闭，风机和泵的

起停，最后达到控制整个工艺流程的目的。

凝结水处理系统控制　凝结水处理系统由过滤器与混合离子交换器组成，工艺过程与控制策略类似补给水处理系统中的二级除盐。不同的是由于要去除被离子交换树脂层阻截的金属氧化物，需要进行反复多次的空气擦洗，且水量大、设备台套多、操作频繁，所以精处理系统都配有顺序控制装置。已广泛采用可编程逻辑控制器与上位机或分散控制系统控制。

水内冷发电机组冷却水处理系统控制　冷却水虽然采用除盐水或凝结水，但为防止水中氧和二氧化碳对发电机绕组空心铜导线的腐蚀，控制水为低电导率，需加缓蚀剂，采用定量控制。

循环冷却水处理系统控制　包括防垢、防腐、防生物污染处理的加药定量控制。

废水处理系统控制　对废水处理系统的控制主要是通过化学监督，控制药剂及酸、碱的投放量，使废水达到排放标准。另外，对各种泵与阀门进行局部顺序控制，控制废水流向、排放或再利用。

锅炉给水处理系统控制　对热力除氧器和加氨进行控制，控制水中氧和中和二氧化碳，以调节给水 pH 值。

锅内水处理系统控制　分别进行酸碱度控制与沉积物控制。酸碱度控制是对加药泵进行计量控制，使锅内水呈微碱性；沉积物控制是在起动初期采用疏放水与运行中采用连续排污。疏放水与连续排污纳入主系统控制之内。

水的预处理系统控制　分为地表水预处理系统、海水预处理系统和再生水处理系统的控制。地表水预处理时混合絮凝沉淀加药定量控制、空气擦洗、排泥控制，以及污泥浓缩脱水控制。海水预处理系统控制包括絮凝剂、助凝剂加药量控制，预脱盐淡化控制。

shuigong jian (gou) zhuwu

水工建(构)筑物

(hydraulic buildings)　发电厂取水、输水、净水、处理水、用水及排水相关设施所需的建(构)筑物。主要有取水建（构）筑物、输水管线与渠道、净化站、污废水处理建（构）筑物、循环水系统建（构）筑物、厂址防排洪构筑物及上下水及消防建（构）筑物、除灰建（构）筑物（见贮灰场）等设施。建（构）筑物主要为各种类型的泵房、水池、冷却塔、贮灰场和输水管渠、防排洪沟渠等。

取水建（构）筑物　按水源地不同的取水方式，采用取水头、引水管（渠）、取水泵房、闸坝等不同的结构型式。①取水头结构可分为重力式、墩式、箱式、桥墩式、沉井式、桩架式、隧洞式及其复合式，以混凝土结构为主，也有钢制取水头。②引水管有钢管、钢筋混凝土管和钢筋混凝土暗涵及隧洞，根据取水点的水文、地质、施工条件可采用沉管、顶管、盾构等不同的施工方法；引水渠一般为开敞的梯形或矩形渠道，采用砌护结构或钢筋混凝土结构。③取水泵房的上部结构一般为单层工业厂房，通常采用钢筋混凝土排架结构，下部结构以钢筋混凝土箱形结构为主，也有采用混凝土筒体结构的型式。下部结构可采用放坡大开挖、支撑围护开挖或沉井法施工。④闸坝一般作为有坝取水的壅水设施，常用砌石结构和混凝土结构。

输水管线与渠道　输水管线一般为埋地的钢管、钢筋混凝土管及其他非金属管。输水渠道通常为开敞的梯形或矩形渠道，采用砌护结构或钢筋混凝土结构。

净化站　主要有沉淀池、配水井、机械加速澄清池、蓄水池等。通常蓄水池以矩形钢筋混凝土无梁楼盖结构为主，其余结构以圆形钢筋混凝土柱壳结构为主。

污废水处理建（构）筑物　主要有污废水储存池、清水池、污水泵房，污废水储存池、清水池一般为地下钢筋混凝土结构。

循环水系统建（构）筑物　包括：①泵房，一般分为上、下两部分，上部结构为通常单层工业厂房，采用钢筋混凝土排架结构；下部结构以钢筋混凝土箱形结构为主，常采用放坡大开挖施工，或沉井法施工。②冷却塔，常用的有自然通风冷却塔和机械通风冷却塔。自然通风冷却塔由塔筒和淋水构架两部分组成。塔筒包括通风筒、斜支柱、基础，通风筒常采用双曲线钢筋混凝土薄壳结构，斜支柱的几何形状有“人”字形、“V”字形和“X”字形柱，基础分环形基础和单独基础，环形基础有倒“T”形和环板形，单独基础适用于岩石地基。淋水构架包括装配式钢筋混凝土架构（包括梁、柱、配水槽）及现浇钢筋混凝土竖井。机械通风冷却塔由风筒、淋水装置和水池构成，其平面分为单塔、多塔单排、多格多排布置。风筒常用玻璃钢结构，淋水装置为钢筋混凝土框架结构，围护墙板可以是现浇、预制钢筋混凝土板或玻璃钢板。

厂址防排洪构筑物　受洪水（潮水）影响的厂址设置的防排洪设施。防洪标准按发电厂的规划装机容量和滨海电厂的风暴潮条件确定：对于装机规划容量小于 400MW 的电厂，其高水（潮）位的设计重现期采用大于或等于 50 年一遇；规划容量大于或等于 400MW 时设计重现期采用大于或等于 100 年一遇；规划容量大于 2400MW 且位于风暴潮严重地区的海滨电厂，设计重现期取 200 年一遇。

对位于海滨的发电厂，临海侧常设斜坡式或直立式海堤，堤顶标高可按设计高水（潮）位加 50 年一遇波列累积频率 1%的浪爬高和 0.50m 的安全超高确定。斜坡式海堤为土石堤，直立式海堤为砌石结构或混凝土结构。对位于江、河、湖旁的发电厂，防洪堤的堤顶标高应高于 100 年一遇设计高水位 0.50m，当受风、浪、潮影响时，还应再加 50 年一遇的浪爬高。对位于山区的发电厂，应按 100 年一遇设计洪水采取防排洪措施，防洪可采用截洪沟或防洪堤，排洪常采用排洪沟。

上下水及消防建（构）筑物　主要有工业、消防及生活水池等及安装水泵的综合水泵房。水池一般为地下钢筋混凝土结构，也有采用地面钢结构储水罐型式。综合水泵房为钢筋混凝土框架结构或整体箱型结构。发电厂的消防站大多利用所在地区消防站，独立设置的消防站需按消防站建筑设计标准要求设计和建设。

shuigou

水垢

(scale)　在热力设备受热面水侧和热交换设备水侧生成的固态附着物。水垢的化学组成复杂，有钙镁垢、硅酸盐垢、氧化铁垢和铜垢等，随锅炉参数和水质不同而异。火电厂锅炉受热面可形成各种水垢，凝汽器管内侧主要生成钙镁水垢。

危害　严重影响热力设备安全经济运行：①增大受热面热阻，降低传热效率，增加热损失及煤耗；②使水冷壁管金

属过热，超过允许温度产生蠕变，以致在压力下引起鼓包、穿孔、破裂、爆管，损坏设备，中断运行，影响发电；③水渗入垢的孔隙，在垢下发生急剧蒸发浓缩或电化学反应，造成垢下腐蚀，严重时可引起管壁穿孔以致爆管；④增加检修工作量和酸洗次数。

水垢形成及防止 由于锅炉参数和水质的不同，会形成各种水垢，如钙镁垢、硅酸盐垢、氧化铁垢、铜垢等。

钙镁垢 钙镁含量可高达90%左右。钙镁水垢的形成，是因为水在受热过程中，使溶解于水中的钙、镁化合物离子的浓度乘积超过溶度积，钙、镁化合物从水中析出；金属面粗糙凸起的小丘作为固体析出的核心，加快了沉积速度；以及金属表面氧化膜的吸着力，使析出物牢固地积结在金属表面。这种水垢除积结在锅炉受热面外，还以致密结晶形式沉积在省煤器、凝汽器、加热器和冷却塔壁上。导致钙、镁化合物浓度超过溶度积的原因为：①温度升高，溶解度降低；②水受热蒸发浓缩，离子浓度增加；③加热过程中发生化学反应。

防止钙镁水垢，主要是进行锅炉补给水软化（中、低压锅炉）或除盐（高压及以上锅炉），以及循环冷却水加阻垢剂。锅筒锅炉还应进行磷酸盐锅内处理和排污。直流锅炉采用凝结水净化处理。现代锅炉补给水处理技术比较完善，火电厂锅炉受热面一般较少出现钙镁水垢，只有凝汽器在长期严重泄漏情况下才会发生，因此，要十分重视凝汽器管材的选用和安装质量。

硅酸盐垢 有各种不同的组成成分和结构。除钙镁类型，如钙硅石（$5CaSiO_3 \cdot H_2O$）、镁橄榄石（$2MgO \cdot SiO_2$）、蛇纹石（$3MgO \cdot 2SiO_2 \cdot 2H_2O$），还有钠、铁、铝类型，如锥辉石（$Na_2O \cdot Fe_2O_3 \cdot 4SiO_2$）、钠沸石（$Na_2O \cdot Al_2O_3 \cdot 3SiO_2 \cdot 2H_2O$）、黝方石（$4Na_2O \cdot 3Al_2O_3 \cdot 6SiO_2 \cdot SO_4$）等。

硅酸盐水垢的形成，是由于锅炉补给水和凝结水带来的硅、铁、铝、钙、镁等化合物，在锅内热负荷作用下，从多孔的块状沉淀到坚硬致密的组织，平滑均匀地积结在受热金属表面。锅炉压力、热负荷和锅水中硅、铁、铝等化合物的含量是形成硅酸盐水垢的决定因素。一般硅酸盐水垢中约含SiO_2 40%～50%。

硅酸盐水垢的防止，主要是做好锅炉补给水的处理，防止凝汽器泄漏，减少结垢物质进入锅内。

氧化铁垢 氧化铁含量可达70%～90%，还可能有金属铜和氧化铜及少量钙、镁、硅化物、磷酸盐等。垢的表面一般呈棕色，内层为黑色或灰色，垢下常有少量的白色盐类。

氧化铁垢主要是炉前系统的腐蚀产物带进锅内和锅内形成的腐蚀产物，在锅炉高热负荷的部位（如燃烧器附近）沉积于管内金属表面形成的，其形成和热负荷的关系很大，故高压及以上锅炉容易发生。

除锅炉燃烧不当造成的局部高热负荷外，锅炉的正常高热负荷是客观存在的，因此，必须从基建、运行和停炉备用各个阶段防止热力设备的腐蚀，以减少给水和炉水的含铁量，从而防止铁垢。（见腐蚀、热力设备金属腐蚀防护）

铜垢 与其他类水垢显著不同的是铜在铜垢的总体上含量较少，而在垢的表层含量最高，有时可见到金属铜粒，往下逐渐减少，靠近管壁处含铜量最低，金属铜呈多孔小丘，并连成片，成海绵状沉积层。

高热负荷作用下形成的多孔海绵状金属铜，不断渗入炉水，经蒸发浓缩，将钙、铁、硅等化合物沉积孔隙中。因此铜含量在总体上所占百分比较小。由于金属铜继续在已成垢的表面上析出，则垢表层的铜含量最高。高热负荷是形成铜垢的重要条件，因此，高压及以上锅炉容易发生。

防止凝汽器和低压加热器铜管的腐蚀，减少带入锅内的铜是防止铜垢的主要措施。（见热力设备金属腐蚀防护）

shuihuanjing yingxiang yuce yu pingjia

水环境影响预测与评价 （water environmental quality forecast and impact assessment） 根据国家排污控制标准，分析和界定建设项目可能产生的特征污染物和污染源强，选择合理的数学模型，建立污染源与环境质量目标的关系，根据各种工况下不同的污染源强，预测与评价建设项目排放的污染物对水环境的影响。

水环境影响评价的基本程序可大致分为水环境影响评价分级、现状调查与评价、环境影响预测、评价建设项目的水环境影响四个步骤。

水环境影响评价分级 评价工作分为三级。工作级别的划分根据建设项目的污水排放量、污水水质的复杂程度、各种受纳污水的水环境功能以及其他的水质要求进行。低于三级水环境影响评价条件的建设项目，不必进行水环境影响评价。只需按照环境影响报告表的有关规定，简要说明所排放的污染物类型和数量、给排水状况、排水去向等，并进行一些简单的环境影响分析。

环境现状调查与评价 调查范围应能包括建设项目对周围水环境影响较显著的区域。在该区域内进行的调查，能全面说明与水环境相联系的环境基本状况，并能充分满足水环境影响预测的要求。

调查所选择的水质参数包括两类：一类是常规水质参数，它能反映水域水质一般状况；另一类是特征水质参数，它能代表建设项目将来排放的水质。水环境质量标准和有关法规及当地的环保要求是评价水环境现状的基本依据。地面水环境质量标准应采用GB 3838—2002《地表水环境质量标准》或相应的地方标准，海水水质标准应采用GB 3097—1997《海水水质标准》，地下水质量标准应采用GB/T 14848《地下水质量标准》。有些水质参数国内尚无标准，可参照国外标准或建立临时标准。所采用的国外标准和建立的临时标准应按国家环保部规定的程序报有关部门批准。

环境影响预测 对于已确定的评价项目，都应预测建设项目对环境产生的影响，预测的范围、时段、内容及方法均应根据其评价工作等级、工程与环境的特性、当地的环保要求而定。同时应尽量考虑预测范围内，规划的建设项目可能产生的环境影响。

水环境预测的范围与水环境现状调查的范围相同。在预测范围内应布设适当的预测点，通过预测这些点所受的环境影响来全面反映建设项目对该范围内水环境的影响。预测点的数量和预测点的布设应根据受纳水体和建设项目的特点、评价等级以及当地的环保要求确定。

建设项目的水环境影响评价 评价建设项目实施过程中对水环境可能造成的影响，并针对这种影响和危害提出防治对策。

shuilengbi

水冷壁 (water wall) 敷设在锅炉炉膛四周由多根并联管组成的水冷包壳。主要吸收炉膛中高温燃烧产物的辐射热量，工质在其中做上升运动，受热蒸发。分光管及膜式水冷壁两种。

光管水冷壁 由一般锅炉钢管组成，广泛用于中小容量锅炉。水冷壁布置紧密程度以管间距 s 与管子外径 d 之比（s/d）来衡量。锅炉容量小，s/d 大（1.5～2），金属利用率高，对炉墙保护性能差，往往采用耐火砖砌重型炉墙。随锅炉容量增大，s/d 变小（1.1～1.2），金属利用率低，可采用轻型炉墙。当 $s/d<1.1$ 时，可以采用敷管炉墙。光管水冷壁制造工艺简单，不需要大型机械化设备，但锅炉密封性差，炉墙结构复杂且施工困难，支吊结构也较复杂，安装时还需充分注意热膨胀问题。

膜式水冷壁 由管子和鳍片焊成的气密式结构。优点为炉膛漏风少；可采用敷管炉墙，减轻钢结构荷载，降低锅炉成本；便于采用悬吊结构且改善热膨胀系统；适合大型机械化生产，组装率高；蓄热能力小，缩短起、停炉时间。缺点是制造工艺较复杂。按制造工艺的不同，膜式水冷壁分为三种（见图 1）：①用轧制的鳍片管成排焊制而成，焊接工作

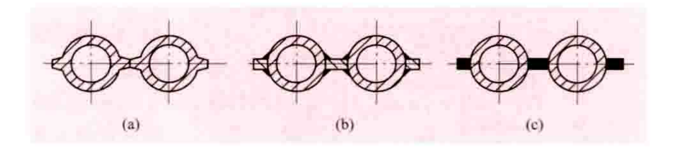


图 1 膜式水冷壁

(a) 鳍片管；(b) 光管加扁钢；(c) 光管烧熔焊

量少，但鳍片管价格昂贵。②光管加鳍片（扁钢）成排焊成，材料成本低，易满足多种节距的要求，但扁钢精度要求高，需要精整设备。③光管烧熔焊，管间鳍片由焊丝熔化填充形成，多用于管间节距较小的管屏。膜式水冷壁的管间节距与锅炉压力、炉膛热负荷等因素有关，一般 s/d 为1.2～1.5。

材质和管径 对于中、高压及超高压锅炉，在正常水循环工况下，管壁能受到良好冷却，可选用碳钢管。对于亚临界及超临界压力锅炉，由于可能出现传热恶化，且介质温度高（特别是超临界参数时），往往需要采用内螺纹管（管内壁上有多头螺旋形槽道，图 2 示出较典型的结构）或 Cr-Mo 合金钢管，对于膜式水冷壁还应校核鳍片最高温度及鳍片应力。自然循环锅炉水冷壁管外径一般为42～76mm，亚临界压力控制循环锅炉为 42～51mm，直流锅炉为22～42mm。

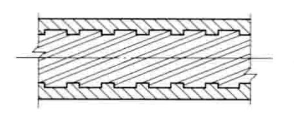
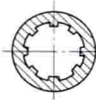



图 2 内螺纹管

shuilengbi jiegou

水冷壁结垢 (water-cooled wall fouling) 给水中的杂质在水冷壁内壁形成的结垢，其主要成分是氧化铁。水冷壁结垢会降低受热面的传热效率，甚至造成水冷壁爆管导致停炉，是影响燃煤电厂安全稳定运行的重要因素。

水冷壁管腐蚀结垢机理 与炉水 pH 值、含盐量及水冷壁热负荷有关。腐蚀的形式主要为沉积物下腐蚀，腐蚀与结垢相互促进，导致较高的腐蚀结垢速率。沉积量增大后，由于炉水中氯离子有时会偏离规定值，会诱发在沉积物下的氢腐蚀。腐蚀发生后，会进一步使流场恶化，并造成结垢处金相组织的变化，电化学反应产生的氢原子及进一步反应产生的甲烷气体具有很大的内应力，直至撕裂管壁，形成裂缝。常见的锅炉水冷壁腐蚀按其机理主要可分为苛性腐蚀、氢损害、氧腐蚀、垢下腐蚀及应力腐蚀等。

水冷壁结垢原因 主要有：①水冷壁局部热负荷过高，会使氧化铁垢沉积量大，垢下浓缩严重，腐蚀也越严重；②锅炉运行时给水水质不合格；③炉水加药控制失当等原因造成炉水中结垢腐蚀物质含量高且波动范围大；④锅炉停炉后未及时进行防腐保养；⑤内螺纹管水冷壁由于管内壁有螺纹存在，在管壁附近存在更大的低流速区域，螺纹槽道中还会出现涡流，使得近壁面的速度降低且产生回流，使不溶性盐类容易沉积，管壁结垢；⑥锅筒锅炉对水冷壁管排污不彻底。

预防水冷壁结垢措施 主要有：①运行人员应加强燃烧调整，禁止超温超压，尽量维持炉膛热负荷平均，避免局部过热；②运行过程中及时掌握水冷壁管子温度异常情况；③加强运行中对铁离子的监测，控制或减缓氧化铁离子生成，加强电导率和 pH 值的监视和控制；④机组水冷壁大修后，应根据更换水冷壁管内垢量及垢成分情况确定是否进行酸洗，在起动过程中应充分排污；⑤机组起动过程中严格按照冷、热态冲洗水质要求，合格后方可点火；⑥ 锅炉停炉采用合适的保养方法；⑦锅筒锅炉除定期进行炉下部排污外，应恢复连续排污，连续排污开度根据锅水水质及给水水质变化情况确定；⑧锅炉停运后及时进行防腐保养；⑨合理地进行给水加氧控制。

shuili paizha zhuangzhi

水力排渣装置 (hydraulic bottom ash removal equipment) 收集炉膛或炉排落下的炉渣，以压力水流为动力将其清除出去的机械装置。一般有水力排渣槽和水封斗式排渣装置两种型式。

水力排渣槽 在锅炉炉底排渣口下方地面上，用红砖、水泥和耐火混凝土砌筑并用金属构架固定带有一定坡度的滑槽装置。依容量大小一台锅炉可配置一个或多个排渣槽。每个排渣槽内设有积存灰渣的灰渣室、熄火喷嘴、冲渣喷嘴、排渣门、门孔以及碎渣机。有时还设置将大块渣初破碎的顶渣装置（见图 1）。锅炉运行时，炽热炉渣经炉膛冷灰斗落入炉渣室，由淋渣熄火喷嘴喷出的水将渣浇灭，冷却后积存在炉渣室内。当积存达炉渣室容积时，开启排渣门和冲渣喷嘴，利用水流和重力作用将积存的炉渣沿滑槽通过排渣门排出，然后经碎渣机破碎排至渣沟，输至除灰渣系统。该装置多用于 200MW 以下中小容量固态排渣煤粉锅炉上。

水封斗式排渣装置 如图 2 所示，炉膛排渣口正下方设置由金属外壳和构架支承的 V 型棱锥渣斗，依锅炉容量渣斗可设计成单 V、W 和三 V 型式。渣斗上装有下列装置：①每个 V 型渣斗的斜坡上有一只排渣门，排渣门由气缸启闭。②渣斗内斜面上和排渣门罩壳内装有多个高压冲渣喷嘴。③渣斗上部装有工业水补给接口和控制水位的溢流装置。渣斗上部与

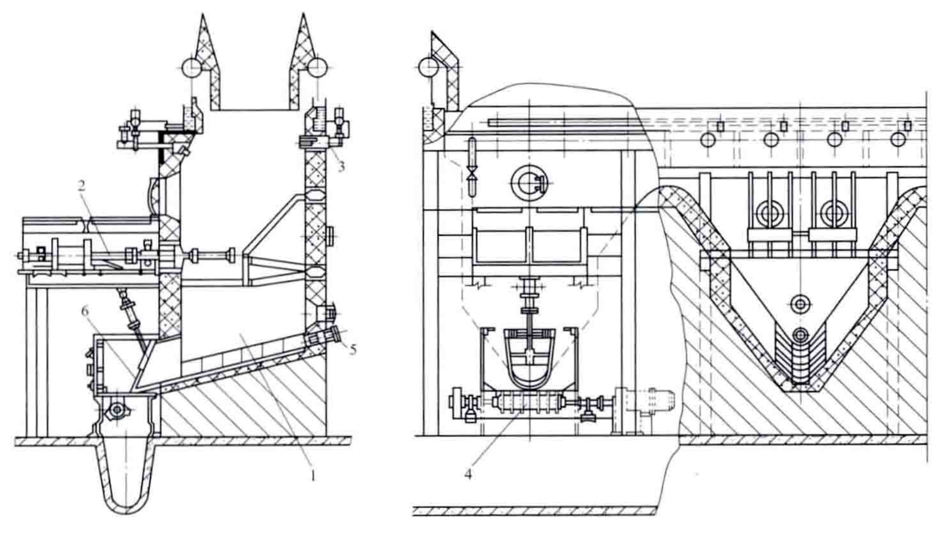


图 1　带顶渣装置的水力排渣槽

1—灰渣室；2—顶渣装置；3—熄火喷嘴；4—碎渣机；5—冲渣喷嘴；6—排渣门

锅炉炉膛连接处设有补偿锅炉膨胀和密封用的水封插板装置以及保护渣斗内衬的水喷洒系统。④观察孔、检查孔等。排渣门罩壳出口处布置有碎渣机。锅炉运行时炉膛中炽热炉渣经炉膛冷灰斗落入充满水的渣斗里，经淬冷破碎积存于渣斗内，由补给工业水和适当溢流使渣斗内水温保持约 60℃。炉渣积满渣斗时，按次开启排渣门和冲渣喷嘴，利用重力和水流将炉渣排出渣斗，经碎渣机破碎后，将渣水混合物由渣沟或管道输至除渣系统。排渣过程一般为自动程序控制，或者远方手动操作。水封斗式除渣装置广泛用于水源丰富地区的固态除渣煤粉锅炉中。灰渣水可回收循环使用，以节约用水。

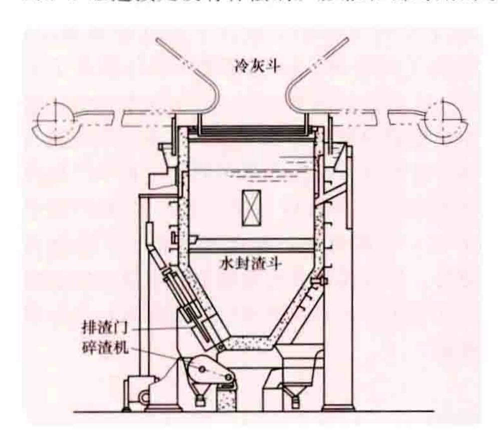


图 2　水封斗式排渣装置

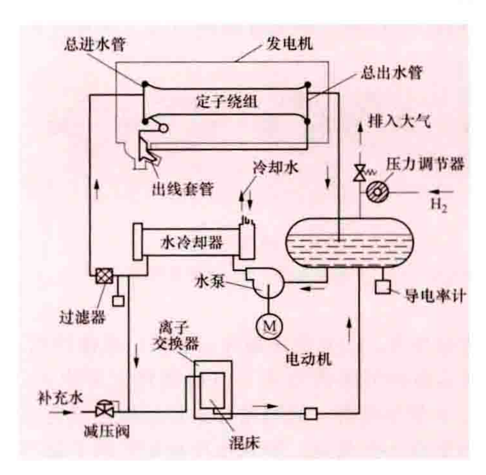
shuineileng fadianji lengqueshui xitong

水内冷发电机冷却水系统

（cooling water system for water-cooled generator）　向水内冷发电机不间断地供应水温和水质符合标准的冷却水，并具有自动监控功能的所有设备和装置的组合。由于对定、转子绕组冷却水质的要求有所不同，所以系统结构也不同（见汽轮发电机冷却技术），冷却水系统可分开成定子和转子两个独立的闭式循环系统，但欧洲国家水水氢冷却的发电机多合并为一个系统。

水内冷定子冷却水系统　大型水内冷发电机的定子冷却水系统常布置成为整体的组合装置（如图所示）。冷却水泵将冷却水经冷却器压送到定子绕组的空心导线，出水流回水箱。中国规定进入定子绕组的水质指标一般为：电导率处于 0.4～2μS/cm（20℃），pH 值为 8～9。补充水可用凝结水或除盐水。通常具有自动恒温控制及监测仪表，以控制监测进出水温、水电导率、绕组水压降及流量、水氢压差、水箱液位、水泵出口和定子进口水压等运行参数，并参与机组的自动化监控。水系统还设有温度保护和断水保护，前者控制进、出水温度超限报警；后者则延时 30s 后，直接起动机组跳闸保护。

为防止定子空心导线结垢堵塞，必须控制铜的氧化与沉淀。定子冷却水系统又分富氧水系统和贫氧水系统，前者主要是进口 1000MW 的某些机组上采用的冷却水系统技术，后者在中国更为常见，其特点是定子水箱密封，并充有微正压的氮或氢，以减少水中溶氧和 CO_2，水系统还设有旁路式水净化处理装置，以维持水的低电导率和减缓铜腐蚀。



定子绕组冷却水系统简图

水内冷转子冷却水系统　中国水内冷转子绕组的出水限于现有结构状况，无法与空气隔离，因此在运行中受到溶氧、CO_2 及 Ca 离子的作用，水质逐步恶化。一般可定期换水或连续排放并补充，或添加缓蚀剂以改善水质。由于转子励磁电压低、泄漏电流小，而且转子空心铜线通水截面也较大，尚未发现结垢影响转子温升的现象，故对转子水质的要求可低一些，即电导率不大于 5μS/cm（20℃）。主要设备与流程为：水箱→冷却水泵→冷却器→滤网→转子绕组→水箱。水箱设有浮球阀，控制水位并自动补水，水位过高时，水由溢水管溢出。

shuineileng fadianji yunxing

水内冷发电机运行

（operation of water-cooled generator）　水内冷发电机的定子或转子绕组采用内部通水直接冷却，必须增设内部水路和外部供水系统，运行维护和检修都比空冷发电机复杂。水内冷发电机运行的特点是：①冷却水质要求高，且不得断水；②运行中要密切注意防止绕组漏水；③绕组温度低，冷却均匀。

冷却系统监视　首先要加强化学监督，保证良好的冷却水质，中国在这方面积累了丰富的运行经验。具体水质要求有：①外观纯净、透明、无机械混杂物；②密闭循环水系统

电导率不大于 2μS/cm（20℃），开启式水系统电导率不大于 5μS/cm（20℃）；③硬度在 $P_N \geqslant 200MW$ 时小于 2μg/L（P_N 为额定功率），$P_N < 200MW$ 时小于 10μg/L；④pH 值为 7.0～8.0（25℃）；⑤进水温度为 40～50℃（$P_N \geqslant 200MW$），20～45℃（$P_N < 200MW$）。运行中应保持冷却水系统的各项运行参数，包括水流量、进水压力、进水温度及水质指标在允许变动范围内，发现异常应及时消除。

泄漏与断水的检查处理　定子和转子绕组水系统发生泄漏是水内冷发电机的一个主要的运行问题，运行中应加强这方面的检查和监视。常用的监测办法是对发电机用专用检漏仪进行检查、校核；并经常使用发电机绝缘监察装置测量定子和转子对地电压和转子绝缘电阻值，转子绝缘电阻值一般不应低于 2000Ω。若发现发电机有漏水情况，并伴有定子绕组接地信号或发生转子绕组一点接地，应立即紧急停机。若漏水不严重，且无绕组接地信号，可先适当降低进水压力和发电机电流运行。若降压后漏水有消失趋势，则可加强监视，申请停机处理；若降低压力后仍滴水不止，应立即减负荷解列停机。

水内冷发电机定子和转子绕组不允许断水运行，如运行中冷却水突然中断超过 20s 未恢复供水（具体限制时间根据制造厂的规定确定），且断水保护未动作，应立即紧急停机。

运行性能　水内冷发电机被冷却的绕组运行温度较低，从而延长了绕组绝缘的使用寿命，绝缘系统击穿事故也相对较少。基于这一特点，水内冷发电机允许的短时过载能力较强，即定子绕组短时过电流和转子绕组短时过电压均有较大幅值（按有关规程规定执行）。

shuipingheng shiyan

水平衡试验　（water balance test）　对全厂各用水及排水系统的水质、水量进行综合测试的过程。水平衡试验是做好电厂节水工作，实现科学、合理用水管理的基础。通过水平衡试验，编制全厂水平衡图，可以掌握电厂用水现状和各水系统用水量之间的定量关系，在此基础上正确评价企业的用水水平，根据各用水系统对水质的要求，合理配置水的使用方向，并提出经济可行的节水改造措施，提高火力发电厂的用水的合理性和管理水平。

在下列任何一种条件下，有必要进行水平衡试验：①新机组投入稳定运行一年内；②主要用水系统和设备进行了改造，运行工况发生了较大的变化；③与同类型机组相比，单位发电量取水量明显偏高；④在实施节水、废水回收利用或废水“零”排放工程之前。

水平衡试验主要原则：①应选择在常规工况下进行水平衡试验，且运行机组的发电负荷应占全厂总装机容量的 80%以上，保证试验结果能够反映真实的用水水平；②计量仪表应经过校验，而且精确度不应低于±2.5%；③火电厂全厂的不平衡率 δ（即总水量与分系统水量之和的相对误差）：$\delta \leqslant \pm 5\%$。

水平衡试验报告的主要内容包括：①试验工作概况，包括待测试电厂的主要系统设备名称、台数及技术规范；主要供排水系统简要说明，电厂已实施的节水措施等；试验项目、试验方法、使用的试验仪器设备简要说明；②试验结果汇总及必要的计算；③全厂水平衡图；④全厂和各系统用水的合理性分析；⑤用水水平评价，关键指标包括单位发电量取水量、重复利用率、排放水率、废水回用率、锅炉补水率等；⑥经济可行的节水措施和预计节水效果，并绘制全厂水平衡优化图。

与水平衡有关的几种水量概念：①取水量是指除直流冷却水外，从各种水源提取的水量，该水量包括工业用水、厂区生活及绿化用水；②单位发电量取水量是指火电厂生产每兆瓦时电量需要从各种水源中提取的水量；③总用水量是指完成发电过程所需要的各种水量的总和，即取水量、循环水量、回用水量之和；④消耗水量是指水在使用过程中因蒸发、飞散、渗漏、风吹、污泥和灰渣携带、绿化等形式消耗掉的各种水量；⑤总排放水量是指火电厂向外部环境排放的水量，包括工业排水量和厂区生活排水量。

shuiqi shiyan fangfa

水汽试验方法　（analytical methods for steam and water）　应用化学分析或物理化学方法检测水和水蒸气中杂质组成和含量的方法。2006 年国家发展和改革委员会批准发布了 DL/T 502《火力发电厂水汽试验方法》系列标准。火电厂使用的水和蒸汽可细分为原水、化学处理补给水、锅炉给水、炉水、凝结水、疏水、冷却水和锅炉饱和蒸汽、过热蒸汽、蒸发器蒸汽等。通常水的试验项目包括：钙、镁、钠、铁、铜、铬、硅等的硫酸盐、氯化物、碳酸盐、氧化物、氢氧化物和磷酸盐等无机物；以碳、氢、氮、硫、磷等组成的有机物和氨、联氨、溶解氧、游离二氧化碳、氯气等挥发性气体物质；表示水中电解质总含量的电导率、氢离子浓度的 pH 值及测定锅炉或蒸汽系统阴离子污染的氢电导率。蒸汽的检测项目一般有硅化合物、钠盐、电导率和氯化物、硫酸盐、铁和铜化合物、pH 值等。水的试验方法检出物质含量范围很广，一般以每千克几微克（即 10^{-9} 级）到几百甚至上千毫克（即 10^{-6} 级）。

水汽试验方法可分为化学分析和仪器分析两类。前者基本采用化学方法，后者主要采用物理化学方法。蒸汽中杂质含量一般很少，与除盐水、凝结水和锅炉给水的试验方法相同，主要应用仪器分析，但需要先经过冷凝取样与化学处理。

化学分析　根据水中物质的化学性质，利用与之相关的化学反应对离子、化合物或元素进行含量测定。化学分析方法可分为重量分析法和容量分析法。

重量分析法　使被测物质转化为一定的化合物或单质，并与其他物质分离（过滤、沉淀或蒸发等），用分析天平准确称量从而计算结果。例如水中的全固体物，悬浮物，溶解固体物，钙、镁、硅等的化合物以及硫酸盐等均可使用重量分析法测定。

容量分析法　将一种已知准确浓度的标准溶液滴加到待测物质的溶液中，直到所滴加的标准溶液与待测物质按化学计量关系定量反应为止，根据标准溶液的浓度和体积，通过定量关系计算待测物质的含量。容量分析法中又包括酸碱滴定、沉淀滴定、氧化-还原滴定和络合滴定法，例如水的酸度和碱度等的测定使用酸碱滴定法，钙、镁离子（硬度）等使用络合滴定法，氯化物和硫酸盐的测定使用沉淀滴定法，有机物、联氨等的测定使用氧化还原滴定法。

仪器分析 根据水、汽中被测物质的分子、原子、离子或其化合物的物理和物理化学性质，应用仪器对水、汽中物质含量进行测定。许多场合试样需经预处理使其能满足仪器的要求。水、汽试验项目的仪器分析大致有电化学、光谱和色谱等分析法，其特点是分析速度快，灵敏度高和自动化程度高，已被广泛使用。

电化学分析法 根据水、汽中物质浓度与电位、电流、电导或电量的关系来进行分析的方法。电化学分析法按不同的测量方法又分为电导分析法、电位分析法、电解分析法、库仑分析法、极谱法和伏安法。如水汽中溶解氧和联氨的测量采用库仑分析法；水、汽样品电导率的测量使用电导分析法，电导率法是基于水、汽中总电解质含量与电导率呈比例关系，通常直接用电导率或经氢型阳离子交换处理后的电导率（称氢电导率）表示水、汽中各种离解盐类的相对总含量；离子选择性电极法是电位分析法的一种，水汽样品中钠离子浓度、氟离子浓度、氯离子浓度、氢离子浓度（pH）等的测定都可使用离子选择性电极法进行测定；极谱法通过测定电解过程中所得到的极化电极的电流-电位（或电位-时间）曲线来确定溶液中被测物质浓度的一类电化学分析方法，水汽中铜、铁等金属离子的测定可使用极谱分析法。电位滴定法是电化学分析法与容量分析法的结合，这类方法仍以容量分析为基础，利用电参数的变化来指示容量分析终点，根据所用标准溶液的浓度和消耗的体积求出分析结果，水汽中酸度、碱度、氯离子等的测定都可使用电位滴定法。

光谱分析法 利用光谱学的原理和试验方法确定物质的结构和化学成分的分析方法称为光谱分析法。光谱分析法主要有原子发射光谱法、原子吸收光谱法、紫外-可见吸收光谱法、红外光谱法。如水汽中某些有机物的测定使用红外和紫外吸收光谱法；水汽中大多数元素、分子、离子或化合物都可使用可见吸收光谱法进行测量（如铁、铜、铝、硅等氧化物、磷酸、硫酸、硝酸、亚硝酸等盐类和水中溶解氧、联氨、氨、氯气、硫化氢等的光谱分析）；原子吸收光谱法能检测电厂水汽中大部分阳离子，尤其对铁、铜、铝、钾、钠、钙、镁等金属元素的检测最有效；等离子体发射光谱法在水分析中也得到越来越广泛的应用，它可以用来检测水样中几乎所有的金属元素。

色谱分析法 水样通过装有固体吸附剂或离子交换剂（固定相）的色谱柱，由于色谱柱对各种组分的吸附能力或交换速度不同及化学反应平衡常数的差别，使水中各组分因吸附向前移动的速度不同而彼此分离，分别进入检测器检出。色谱分析有气相色谱、液相色谱和离子色谱法。离子色谱法是液相色谱的一种分支，是20世纪70年代后期发展起来的一项分析技术，已被广泛应用到水汽分析中。它卓有成效地解决了水中多组分痕量无机阴离子或阳离子的快速、同时测定的问题。当流动相（洗脱液）将水汽试样带到分离柱时，由于样品中各种离子对离子交换树脂的相对亲合力不同，在分离柱上分离成不连续的谱带，并依次被洗脱。水汽样品中所含有的多种阴离子（如 Cl^-、NO_2^-、NO_3^-、SO_4^{2-}、PO_4^{3-} 等）和阳离子（如 Na^+、NH_4^+、K^+、Ca^{2+}、Mg^{2+} 等）都可同时依次检测出。

此外，还有许多为达到特定目的而使用的仪器分析。例如测定水中总有机碳（TOC）使用的热导-红外分光光度法及紫外氧化-电导检测法等。

化学分析已有悠久的历史，在水分析中应用很广泛，即使现代分析仪器发展迅速，各种分析工作绝大部分是应用仪器分析来完成，但化学分析仍有其重要意义。仪器分析发展的趋势是：计算机化——结果自动显示或自动控制生产过程；分析速度快——同时能检出几种元素或项目；极高的灵敏度和精确度——能检出 0.1μg/L 甚至 0.01μg/L 级元素的含量等。

中国制定的水汽试验方法系列标准不仅有自己的特色，而且吸纳了许多国外先进的分析方法，技术水平基本与国外同步。水汽试验方法对加强火电厂化学监督、保证发供电设备的安全经济运行起到了重要作用。

shuiqi zhiliang biaozhun

水汽质量标准

（water/steam quality criterion） 火电厂热力系统内水汽质量控制、监督的准则。为减缓和防止热力设备腐蚀、结垢与积盐，对水汽中各种物质容许含量的最大、最小或范围所做的规定，是保证热力设备安全、经济运行的一项重要标准，也是设计、运行控制的依据。

水汽质量标准，可分为标准值和期望值两种。标准值是指设备连续稳定运行时应控制的最低要求值，超出标准值，机组有发生腐蚀、结垢和积盐等危害的可能性；期望值是运行控制的最佳值或经过努力可以达到的值，可更有效地控制机组的腐蚀、结垢和积盐等危害。

当水汽质量劣化时，根据水汽品质超标程度，按下列三级处理原则执行：①一级处理：有因杂质造成腐蚀、结垢、积盐的可能性，应在72h内恢复至相应的标准值；②二级处理：肯定有因杂质造成腐蚀、结垢、积盐的可能性，应在24h内恢复至相应的标准值；③三级处理：正在发生快速腐蚀、结垢、积盐，如果4h内水质不好转，应停炉。在异常处理的每一级中，如果在规定的时间内尚不能恢复正常，则应采用更高一级的处理方法。

按电厂的生产过程，规定有质量标准的水汽种类有：锅炉补给水、锅炉给水、炉水、蒸汽、汽轮机凝结水、疏水、生产回水、热网补给水、水内冷发电机冷却水，减温水、闭式循环水等。此外，还有机组停备用和起动阶段的水汽质量标准。根据热力设备类型、参数和水处理方式不同，对同一种水汽要求的质量标准值也有差别，详见国家标准 GB/T 12145《火力发电机组及蒸汽动力设备水汽质量》。

shuiqi zhiliang jiance yibiao

水汽质量监测仪表

（water and steam quality monitoring instrument） 设置于火电厂水、汽系统用来连续采样、自动检测化学组分的仪表，又称在线化学监测仪表。2006年4月，中国首台自行设计制造的在线化学监测仪表检验装置在石洞口第一发电厂成功应用。

化学监测仪表一般由化学检测器、放大器、终端以及稳压装置等组成，还必须备有合理的取样器和样品处理装置，以满足连续采样，并保证后续仪表对试样的特殊要求，诸如对试样的温度、压力、流量、电导以及酸碱度等的要求。

化学检测器是把各种被测化学组分通过化学、电化学、光学、热力学等方法转换成相应的电参数，如电压、电流、电导等。通常又把这一部分称作分析器。

化学检测器转换所得的电信号，一般都很微弱，不能直接驱动负载，因而设有信号变换和信号放大电路，以满足终端对信号幅值的要求。多数化学监测仪表都有0～10mV，0～10mA，以及其他规格的输出信号，如0～20mV、4～20mA等，通过数模转换与计算机连接。也有直接输出数字信号，进行数据处理，自动调节，自动操作（包括校对）显示，并打印结果。

化学监测仪表测试的精确度和稳定度，极大地依赖于供电电源的稳定性，因而化学监测仪表内部专设不同级别的稳压电源，以满足仪表对稳定性的要求。

常用的化学监测仪表有电导仪（电导率仪）、酸度计（pH表）、钠表、二氧化硅表、磷酸根表、溶解氧表、联氨表等，其他还有酸碱浓度计、浊度计、氧化电位测量仪、溶解氢表等。

电导仪（电导率仪）　以检测溶液导电性能的强弱为依据可直接反映溶液电解质总量的仪表。虽然电导率的大小不能给出各种盐类含量的绝对值，但由于火电厂各种水样成分相对来说比较固定，仍可作为水、汽质量的指标。

电导仪应用最为广泛，它可作为监测蒸汽、凝结水、锅炉给水、除盐水、发电机水内冷冷却水的质量，检查凝汽器有否漏泄，监测炉水浓度是否越限，还可以用作化学水处理系统以及锅炉给水系统加药的控制信号，指挥制水工艺及加药泵的起停。

电导仪主要由采样装置、电导检测器以及放大显示电路等组成。为消除环境温度变化对测量的影响，在检测器内部装有温度测量电阻，对温度进行连续测量和自动补偿。

电导仪的测定范围宽，响应快，结构简单，使用和维护方便，具有很多优点，得到广泛的应用。但也存在一些局限性，因它测量的是各种离子导电能力的总和，并不能测出各类离子的浓度值，当水溶液组分变化时，特别在水汽系统有氨和二氧化碳时，往往引起很大的干扰。通过一个强酸阳离子交换柱，测出阳离子电导率（氢电导率），表征水样中阴离子杂质总量。

酸度计（pH计）　检测原理是基于原电池电位测量原理，主要由采样装置、测量原电池、信号放大及显示等部件组成，用以检测水溶液氢离子浓度的大小。

化学检测器为一测量原电池，它是由一对电极（参比电极和指示电极）组成。当它插入待测溶液时，就构成了一个化学原电池。常用的参比电极多为甘汞电极或银/氯化银电极，它的电位和被测溶液的氢离子浓度无关，电位是固定不变的。而指示电极一般为玻璃电极，它的电位只和溶液中氢离子浓度有关，基本上服从能斯特（Nernst）方程式。当两种电极插入待测溶液构成原电池时，电动势的大小取决于溶液的pH值，经阻抗变换、放大、转换，最终由仪表显示出被测溶液的pH值。

pH计主要用于监督锅炉给水、炉水、凝结水、内冷水、循环水等的pH值，是重要的水质考核指标之一，使用相当广泛。

为解决温度造成的影响，可在化学检测器内采用敏感元件自动测量、自动补偿温度的影响，将水样温度下测量的pH值转换为25℃的pH值。

pH表的温度补偿一般包括对电极能斯特相应温度补偿和溶液温度系数STC（solution temperature coefficient）的温度补偿两部分，以获得准确的pH值。

钠表（pNa计）　检测水溶液钠离子浓度大小的仪表。检测原理是基于原电池电位测量原理。

化学检测器为一测量原电池，由参比电极和指示电极组成。常用的参比电极多为银/氯化银电极，它的电位和被测溶液无关，是固定不变的。而指示电极为钠离子选择电极，它的电位只与溶液中钠离子活度的对数有关，基本上服从能斯特方程式。当两种电极插入待测溶液构成原电池时，电动势的大小取决于溶液的钠离子浓度。经阻抗变换、放大、转换，最终由仪表显示出被测溶液的钠离子浓度。

因为H^+、K^+等一价离子和Na^+在结构上十分相似，所以在钠离子测定中会受到这些离子的很大干扰。因此，在水样进入检测器时要进行碱化处理（通常加碱），使氢离子浓度大大低于被测钠离子的浓度。一般常把pH值调至10以上，使氢离子浓度低于钠离子浓度三个数量级，并把参比电极置于流动式检测器钠电极的下游以减小渗出的KCl中K^+对测定的干扰。通常在化学检测器内采用敏感元件，自动测量、自动补偿温度的影响，以减少温度对Na测量造成误差。

钠表常用于监测水及蒸汽质量，鉴别凝汽器的泄漏、蒸汽携带程度及监测离子交换器的工况等。由于测得的钠浓度值比较直观，并能正确表明水汽中的钠含量，而且检测下限很低，所以得到广泛使用。

二氧化硅表及磷酸根表　用以检测水汽中二氧化硅浓度及磷酸根浓度的仪表，简称硅表及磷表。

硅表及磷表从原理和结构上都相似。硅表是利用水样在酸性介质中硅与钼酸铵生成硅钼黄，再用还原剂使其还原成硅钼蓝，而后用比色法检测，由光敏管将光转化成电流信号，放大、转换，显示水样中SiO_2的含量。

磷表是利用水样中磷酸根在酸性介质中与偏钒酸根和钼酸根生成橙黄色的络合物，而后用比色法检测，由光敏管将光转化成电流信号，放大、转换，显示水样中磷酸根（PO_4^{3-}）的含量。

两表结构相似，均由采样及样品处理装置（其中有水样和药品自动计量、样品温度自动控制）、检测器（为一光电转换器），以及光电信号变换、放大、显示、记录等装置组成。

早期的硅表和磷表采用程序加药，利用电磁阀的开闭控制进样和进药液，混合之后显色，经比色后排出，比色所得光电信号经放大，最终由仪表显示出SiO_2或PO_4^{3-}值，并予以记录。

新一代硅表和磷表采用流动式注射法（采用蠕动泵）进行光电比色。它们的各自测试周期较早期仪表短，精确度高，运行可靠性也有所提高。

硅表主要用于测定锅炉给水、炉水、蒸汽以及化学除盐水的SiO_2含量。它是重要的监测指标之一。磷表用于测定炉水磷酸根含量，仪表输出信号用于调节控制，可指挥加药泵的起停，维持炉水磷酸根处于最佳的浓度。

溶解氧表　检测水中氧浓度的仪表。又称在线溶解氧表，简称氧表。氧表测定原理是基于把水中氧的浓度转化成电流的方式。

常用的溶解氧表是极谱式氧表，用银和金电极组成特殊

的电解池，水样中的氧经半透膜渗透扩散至电解池，在一定的温度下，电解液中溶解氧产生的极限扩散电流与溶解氧的浓度成正比。把该电流信号经变换、放大，最终由仪表显示和记录溶解氧的浓度。

氧表用于监测锅炉给水和凝结水溶解氧的含量。

联氨表　检测锅炉给水中联氨浓度的仪表。联氨表的工作原理与氧表相似，亦是基于原电池原理，其中铂电极和氧化银电极分别为阳极和阴极。联氨为还原剂，在一定的条件下，原电池的外电路电流和联氨浓度成正比。把电流信号经电阻转换成电压，再经放大，最终由仪表显示联氨浓度值。

联氨表由采样及样品处理装置（取样器、高温断水保护、前置过滤、样品切换阀以及流量调节等）、检测器（铂和氧化银原电池）以及放大显示等部分组成。

为了消除温度的影响，采用敏感元件自动测量、自动补偿温度的影响。为了满足测试水样对 pH 值的要求，仪表设有加碱装置。

shuiqi zhiliang jiandu

水汽质量监督　（water steam quality supervision）

对电力生产、建设中有关水、汽质量的监测、调整、数据整理、综合分析控制和管理，是化学监督的主要组成部分，目的是防止和减缓热力设备腐蚀、结垢与积盐，保证锅炉、汽轮机与发电机等有关系统的水汽质量符合标准的规定。

水汽质量与设备和系统的设计、制造、运输、保管、安装、试运行、运行、停备用与检修等有着间接或直接的关系。因此，从设计、制造开始直到运行、检修、停备用全过程都应对有关水、汽质量事项进行监测、控制、调整和技术管理。

设计阶段的监督　根据机组型式和参数，设计合理的锅炉化学补给水系统、凝结水处理系统、循环水处理系统、给水和炉水处理系统，选择合理的水汽集中取样及在线化学监督仪表，以及试验室水汽分析仪表，确保水汽品质能满足机组的起动、运行和停用的控制要求，并能及时、准确地分析和监督。

基建阶段的监督　主要包括：对制造厂出厂设备的检查，对设备的现场保管进行监督和检查，安装阶段的清扫和保护方法的监督和检查，锅炉及热力系统的化学清洗全过程的监督和清洗质量检查，热力系统在机组起动前的冲洗和蒸汽吹洗全过程监督和冲洗质量检查等。具体要求是：①制造厂出厂的设备和部件内部必须保持洁净并有保养措施；②设备到达现场后，应按照有关规定进行保管和监督；③设备安装后应进行严格清扫，并使用合格的水质进行水压试验，然后采用恰当的防腐保护措施；④根据机组参数、型式和垢量等情况，对锅炉本体及炉前给水等热力系统进行化学清洗，除去热力设备和管道在制造、储运和安装过程中形成和带入的氧化皮、腐蚀产物、油脂以及焊渣、泥土等污物；⑤锅炉经化学清洗后进行冷态冲洗和热态冲洗，以确保炉前给水、锅炉等系统洁净，水质符合相关要求；⑥在蒸汽系统蒸汽吹洗阶段对水汽质量进行监督；⑦在机组起动时对水汽质量进行全面监督；⑧在机组不同的起动阶段，投运相应的化学系统，包括凝结水处理系统、化学加氧系统、汽水取样系统和在线化学监测仪表，使水汽品质符合相关要求。

运行中的监督　根据机组型式、参数、水处理方式、补给水率及化学仪表等情况，确定全系统水汽质量监测项目和测试频率。机组起动和运行中发现异常时，要根据具体情况，增加测试次数和项目，并研究和提出改善措施。备用或检修后的机组投入运行时，必须进行冷态、热态冲洗，及时投入凝结水处理系统、化学加药系统和在线化学仪表，进行给水热力除氧，使水汽品质满足起动要求，并尽快达到正常运行的要求。新投入运行机组和水处理设备等必须进行水汽优化试验和调整试验，以确定合理的运行方式和水汽监控措施。开式循环冷却水系统，应进行静态、动态模拟试验以确定合适的缓蚀、阻垢、杀菌措施和浓缩倍率。当热力设备有严重腐蚀、结垢和积盐等情况之一时，应进行水汽查定和优化试验。

检修和停备用时的监督　热力设备检修中，应按热力设备检修化学检查标准相关要求，对设备内部进行详细检查、记录、采样和测试，对主要设备、系统的腐蚀、结垢和积盐作出综合分析和评价。根据锅炉、凝汽器结垢情况，制订化学清洗计划，落实化学清洗承担单位，审核化学清洗方案，并对化学清洗全过程进行监控，包括清洗药品检测、临时系统安装质量监督、化学清洗过程监测及清洗质量的检查和评估。当热力设备停备用时，根据有关规程规定（见热力设备停用保护），结合实际情况进行妥善保护和监测。

技术管理　根据机组型式、参数和标准制定或选用有关试验方法、规程、导则、制度和标准（如水、汽、垢和腐蚀产物等的采样和测试方法，停备用保护方法，各种水、汽质量的控制标准，各种水处理设备运行规程等），是搞好水、汽质量监督的基础。应根据实际情况，建立有关技术档案，并加强热力系统水、汽质量和设备内部状况以及相互的关系进行综合分析，不断优化水汽循环化学控制方式。采用先进的在线化学仪表，提高其准确性，实现水、汽质量监督的计算机管理，是提高火电厂水、汽质量监督水平的重要手段。

shui qing qing leng fadianji yunxing

水氢氢冷发电机运行　（operation of water-hydrogen-hydrogen cooled generator）

水氢氢冷发电机是指定子绕组采用水内冷、转子绕组采用氢内冷、定子铁芯及其他构件为氢冷的发电机。

结构特点　①定子绕组水内冷结构：定子绕组由空心导线和实心导线组成，作为水支路的空心导线通过绝缘引水管分别与定子两端的进、出水汇水母管相连，以形成定子绕组的内冷水路。②定子铁芯通风系统：定子铁芯的铁芯段间留有一系列径向风道，定子铁芯的通风冷却一般采用径向多路式和径向单路式两种通风方式。径向多路式通风是沿轴向将风道划分成若干个进、出风区，对铁芯进行近距离冷却，一般与转子绕组的气隙取气多路斜流通风方式相匹配。径向单路式通风，是指所有铁芯的径向风道风流只有一个方向。③转子绕组内冷通风系统：转子绕组端部通风多采用双路轴、切向通风。一路由绕组端部直线部分侧面进风，由本体部分第一风区出风；另一路由同一进风口进风，由绕组弧线部分大齿中心线处出风。与定子铁芯风系统相匹配，转子绕组本体部分通风也有两种方式，即气隙取气多路斜流通风和副槽式单路通风。气隙取气多路斜流通风是在转子绕组导体

的本体部分开有一系列斜流式风道，进出风道冷却气体所需压头由位于槽楔上凸出转子表面的风斗产生。副槽式单路通风是在转子绕组导体的本体部分开有一系列径向直风道，在每一转子线槽下都开有一个通风副槽，冷风经过通风副槽分配给导体上的径向风道，对导体进行内冷。④水氢氢冷发电机内的氢气循环是依靠转子两端中心环外侧装置的单级轴流式风扇来驱动的，驱动方式有压入式和抽出式两种。为提高风扇静压，装有静止的前置导向叶片。

运行特点　水氢氢冷发电机具有冷却介质搭配合理、通风系统冷却效果好、通风损耗低等特点，运行效率一般高于其他冷却方式发电机。此外，水氢氢冷发电机转子表面冷却条件较好，承受负序电流能力也相对较强。由于以上特点，该冷却方式发电机得到了广泛的应用，已成为中国600MW及以上大容量发电机的最主要机型，也是世界上很多公司采用的主要机型。

运行中存在的问题　水氢氢冷发电机同时采取水、氢两种冷却介质，内部通风冷却系统复杂化和外部氢、油、水系统都较为复杂。运行中存在的主要问题有：①定子绕组端部接地短路事故。事故主要原因一方面是由于密封瓦漏油，发电机内油污染较严重，而且油中含水严重，造成线棒表面沿面放电；另一方面是端部绕组固定结构存在问题，端部线棒自振频率未能避开基频和倍频，线棒股线振动磨损以致断裂。②定子绕组内冷水路堵塞现象时有发生，由此引起的过热短路事故。③转子护环的应力腐蚀都发生在18Mn-5Cr系列护环上，而且与机内氢气湿度严重超标相关。

反事故措施　主要有：①改进密封瓦结构，提高瓦环的浮动性，增大氢侧回油腔容积或增设消泡扩容箱，提高外部油控系统中两调节阀的灵敏度和可靠性，防止机内大量进油。②加强对定子端部线棒和水电接头的自振频率和局部泄漏电流的监测，防止股线断裂和绝缘损坏等情况发生。③加强对定子绕组温升的监视。当同层定子绕组出水温度之间温差大于或等于8K时，应对定子水路进行检查分析；当温差达到12K或定子绕组出水温度超限时，应停止运行。④加强对氢气湿度的管控。首先是在外部供油系统入口加装净油装置，使油中含水量和含气量降低到规程允许范围以内；其次是提高发电机和制氢站氢气干燥器的性能，降低氢源湿度。

shuiti rewuran fangzhi

水体热污染防治

(thermal pollution control of water body)　为避免、减轻直至消除火力发电厂热排水对水体的热影响所造成的热污染而采取的对策和措施。

热源　火电厂的热排水是受纳水体水温增高的热源。当火电厂采用直流式冷却水系统时，其冷却水取自江、河、湖(库)、海，需水量很大，容量为1000MW的火电厂循环水量约需36m³/s (130 000m³/h)，经使用后的水，温度一般升高8～10℃，直接排入水体，会使水体蓄积大量的热量，有可能造成热影响或热污染。

热影响　火电厂热排水排入水库、湖泊、江河或海洋等水体后，使水体的温度上升到影响水质或使水生物生态发生变化的一种现象。

对水体物理性质的影响　水温的变化对水体中的溶解氧、水的密度及运动黏滞性均有影响。水体中的溶解氧随水温的升高而减少。而水生生物在水体中生活，是依赖水体中的溶解氧进行呼吸、维持生命的。

对水体化学性质的影响　水温升高，水体中化学反应、生化反应的速度随之加快，在0～40℃范围内，温度每升高10℃，反应的速度约快1倍。同一有害物质由于水温的不同对水生生物会呈现不同的毒性。在大多数情况下（易挥发和易分解的有毒物质除外），有害物质对水生生物的毒性和在其体内的累积量是随水温的升高而增加的。例如酚对黑头软口鲤，当水温为15℃时，流水测试中的96h平均忍受限值为36mg/L；但当水温为25℃时，在同样条件下，则为24mg/L。又例如鲤鱼对铯及铈的积累量，25℃比15℃时高1.5～2倍。

对水生生物的影响　在天然水域中，浮游植物、水生植物、浮游动物和底栖动物往往是鱼类的饵料。水温直接影响饵料生物的代谢强度，从而改变饵料生物的生长、繁殖和分布。鱼类是冷血动物，其体温在一定温度范围内能够随着所生活水体温度的变化而改变。水温变化会影响鱼类的代谢速度、生理活动强度、生长发育和繁殖功能。

热污染　热排水引起的热影响发展到危害水生生物和水生生态系统，造成水质恶化，以致损害人类生产和生活活动的一种现象。

对渔业的危害　鱼类对水温非常敏感，每一种鱼类都有其适应水温和最适水温，长期超出适应范围，就会危害鱼的生存。水温突然大幅度变化，可使鱼生理失调，产生热昏迷或使鱼的肌体直接受损，甚至会造成大量死亡。

对水库或湖泊富营养化的危害　火电厂热排水排入水库或湖泊中，由于水温的升高，引起藻类及其他浮游生物迅速繁殖，加快了水库或湖泊的富营养化过程。

水中氮、磷等营养物的大量增加是水库或湖泊等缓流水体富营养化的基本原因，而水温升高则是加快富营养化的原因之一。

热污染防治　为了防止水体热污染，可采取的各种控制手段有：①在缺水地区，尽可能不利用水库或湖泊作为火电厂的冷却池。②在允许的情况下，火电厂应尽可能建在大江、大河和沿海的岸边。这些地方水量大、水深、水面宽，有利于热排水的掺混、扩散和散热。③利用江河流量季节性的特点，以混合供水所建的冷却塔兼作为降低热排水温度的设备。冬季枯水期采用冷却塔循环供水，夏季洪水期采用直流供水，且对有可能对水体造成热污染的热排水通过闲置的冷却塔冷却后再排入江河中，以降低热排水温度。④利用热排水出口动量和周围水体的掺混特点，根据火电厂的具体条件，采用不同的取、排水工程布置措施（如分列式、重叠式和差位式）和不同取、排水方式（如岸边排、江心取，表面排、深层取和深层排、表层取），从而达到有利取水和降低热排水温度及其影响范围的综合效益。⑤其他措施。例如在排水管道末端装置多孔喷口，热排水通过喷口形成喷射水流，与周围水体进行强烈掺混以达到迅速降低水温的目的。再如采用飘浮喷射泵，将整套装置装在一浮筒上，浮于水面，抽取水面表层热水向空中喷洒，通过水滴与大气的热交换达到冷却目的，这种措施既有利于降低温度，又可适当地增加水体中的溶解氧。还可采用大容量水泵抽取冷水直接向

热排水水渠中排放，冷热水掺混，直至热排水水温降低后再排入受纳水体。

shuiweibiao

水位表

（water level indicators）　指示和监视锅炉锅筒、汽水分离器以及其他容器中水位的表计。这里只介绍用作锅炉附件的水位表，用于其他目的的水位表见液位检测。

每台锅炉的锅筒最少装设两只彼此独立的水位表。当水位表距离操作地面较远时，则除就地水位表外，还要加装低位水位表。

就地水位表分为玻璃板水位表、玻璃管水位表、云母片水位表及双色水位表等。它们装在锅筒上，可直接观察锅筒水位。在大型锅炉上双色水位表得到广泛采用，它利用水和蒸汽对光线的折射率的不同，使光线经过楔形表体后水侧和汽侧出现不同的颜色。例如，水侧呈绿色，汽侧呈红色。

低位水位表分为轻液水位表、重液水位表、差压发信电子水位表、差压发信机械水位表、带工业电视或光导纤维成像的双色水位表、带电极式传感器的水位指示仪、带电容式传感器或放射线接收装置的水位指示仪等。各种结构中多数采用水位-差压原理，它们的一次元件是平衡容器。

低位水位表在锅炉正常运行情况下，水位表的延迟时间不允许过长。在锅炉起动工况时，低位水位表应该尽量反映锅筒内真实水位的变化。普遍采用带密度补偿的平衡容器，它应用水位-差压在任意锅筒压力下保持不变或变化很小的原理，实现起动工况水位的准确指示。

为了避免因水位表散热使水位表表体内水柱温度低于锅筒内温度，导致水位指示高度低于锅筒水位的实际高度，一般将水位表表体利用蒸汽加热保温，以保证水位表的指示正确。

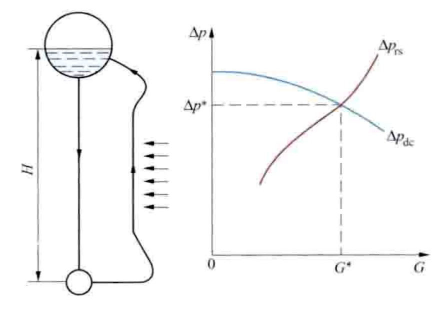
shuixunhuan

水循环

（boiler circulation）　炉水在工质回路中的循环流动。给水经省煤器进入锅筒后，经由下降管和联箱分配给水冷壁，水在水冷壁内受热产生蒸汽形成汽水混合物又回到锅筒；分离蒸汽后的炉水又经下降管和联箱进入水冷壁继续循环流动。水循环不畅会导致水冷壁超温爆管，所以正常的水循环是锅炉可靠运行的重要条件之一。

类型　分自然循环和控制循环两种。

自然循环　原理见自然循环锅炉。水循环计算常用压差法：下降管压差 $\Delta p_{dc}=H\rho_1 g-\delta p_{dc}$，上升管压差 $\Delta p_{rs}=H\rho_{mix}g+\delta p_{rs}$。求解时必须满足压差平衡及工质连续性条件：$\Delta p_{dc}=\Delta p_{rs}$，$G_{dc}=G_{rs}$，式中 H 为循环回路高度；ρ_1 及 ρ_{mix} 为过冷水及汽水混合物密度；δp_{dc} 及 δp_{rs} 为下降管及上升管流动阻力；G_{dc} 及 G_{rs} 为下降管及上升管中工质流量。Δp_{dc} 与 G_{dc} 及 Δp_{s} 与 G_{rs} 为非线性关系。一般用作图法求解。即求出 Δp_{dc} 与 G_{dc} 及 Δp_{rs} 与 G_{rs} 的关系曲线，亦称特性曲线，见图。曲线交点就是满足前述诸方程的解。交点的压差为 Δp^*，流量为 G^*。等式 $\Delta p_{dc}=\Delta p_{rs}$ 可改写为 $Hg(\rho_1-\rho_{mix})=\delta p_{rs}+\delta p_{dc}$，等式左边称为运动压头，以 S_m 表示，则 $S_m=\delta p_{rs}\delta p_{dc}$。将运动压头中用以克服下降管阻力的压头称为有效压头，用 S_e 表示，其计算式为 $S_e=S_m-\delta p_{rs}=\delta p_{dc}$，利用在工作点 S_e 应等于 δp_{dc} 的原理来计算水循环的方法称为有效压头法。应用压头法或有效压头法均可计算出自然循环回路的水动力特性。



自然循环回路及特性曲线

控制循环　原理见控制循环锅炉。水循环计算类似于自然循环，可用如下方程式表示：$H\rho_1 g+p_p-\delta p_{dc}=H\rho_{mix}g+\delta p_{rs}+\delta p_{jl}$。式中 p_p 为循环泵压头；δp_{jl} 为节流圈阻力；其他符号同自然循环方程式。

通过水循环计算可得到回路的循环特性，校验循环可靠性。对于控制循环还应确定循环泵的出力及扬程，校验循环泵工作可靠性并确定各节流圈孔径。此外，水循环计算还为汽水系统动态特性计算提供原始数据并为锅炉的运行调整提供依据。

水循环特性指标　主要为循环流速 w_0，质量流速 ρw 及循环倍率 K，这三个重要参数选择的正确与否直接影响水循环可靠性。

循环流速 w_0　相应于工质流量下按管子截面计算的饱和水的速度。为减少水平或微倾斜管段中污垢沉积，回路的平均循环流速应大于 0.4m/s。自然循环锅炉的 w_0 与压力有关，一般推荐：中压取 0.4～1m/s，高压取 0.7～1.5m/s，超高压取 1～2m/s，亚临界压力取 1.5～3.5m/s。

质量流速 ρw　单位时间内流过管子单位截面的工质流量，单位为 kg/（m^2·s）。亚临界压力下，为避免传热恶化，应按受热面热负荷确定允许最小 ρw。

循环倍率 K　进入上升管的循环水量与其出口处蒸汽量之比。高中压锅炉受水冷壁积盐限制，K 必须足够大。亚临界压力时应从避免膜态沸腾考虑限制最小 K。循环倍率 K 与循环系统结构、上升管受热强度有关。在下降管与上升管截面比一定，结构一定的条件下，热负荷增大，开始时循环流速随之增高，循环倍率也增大，表现出自补偿能力；但到一定程度时，热负荷再增大，则循环流速增加缓慢甚至不再增大，循环倍率不再增大，失去自补偿能力；如热负荷再增大，循环倍率反而减小。不再增大时的循环倍率称界限循环倍率。锅炉设计中应保持距离界限循环倍率有一定裕量，以保证水循环的安全。加大下降管截面积，增大上升管管径，减少引入管阻力，都会推迟界限循环倍率的出现。自然循环锅炉推荐的 K 值，对燃煤锅炉：中压为 15～25，高压 7～15，超高压 4～8，亚临界压力 4～6；对燃油锅炉：中压 12～20，高压 7～12，超高压 4～6，亚临界压力 3.5～5。亚临界压力控制循环锅炉 $K=2.4$～3.5，带汽水分离器的低循环倍率锅炉取 $K=1.2$～2。

对超高压及亚临界压力锅炉的锅筒水室凝汽问题应予足够重视。当锅筒压力大于 15.2MPa 时，进入锅筒的给水欠热较大，与旋风分离器疏水中夹带的蒸汽接触，蒸汽迅速冷凝，锅水欠焓减小，上升管蒸汽量增大，循环倍率下降，对

锅炉的安全运行不利。

水循环故障 由于结构不合理或运行不当，不能建立正常的水循环，使管壁得不到足够的冷却，从而过热甚至爆管。一般水循环故障有循环停滞、循环倒流、自由水面、汽水分层、下降管带汽、循环泵汽蚀及传热恶化等。

循环停滞、循环倒流、自由水面 一般认为当循环流速极低时，即发生停滞。此时管内有汽泡堆集于弯头、焊缝、管子倾斜段等处。倒流是指上升管内的工质流动变为自上而下的反向流动，当低速倒流时便易堆积汽泡。自由水面一般发生在自水位以上引入锅筒的上升管内，如管内发生停滞，即出现自由水位。以上三种故障均发生在受热弱的管内。使管壁得不到连续水膜的冷却，最终导致超温，甚至爆管，应从设计中加以防止。

汽水分层 水平或倾角小于15°的上升管，当管内汽水混合物流速很低时，会发生汽水分层现象。即水在管子截面的下半部流动，蒸汽在上半部流动。其后果是管壁金属热疲劳和内壁积盐而导致管壁超温。

下降管带汽 由于锅炉工况变动（如水位、负荷、压力等）或锅筒内分离元件脱落，造成进入下降管的锅水中夹带大量汽泡的现象。下降管带汽使管内工质密度减小，流动阻力增大，循环流速及循环倍率降低，最终可能导致各种循环故障，如膜态沸腾、循环泵汽蚀等。下降管入口加装十字隔板或栅格并保持一定水位均能改善下降管运行条件，防止带汽。

循环泵汽蚀 当泵吸入口处压头不能保持使水流过管道时的最低压力高于水的饱和压力时，使泵产生振动、扬程降低的现象，严重时可损坏循环泵。选择适当的吸水管高度及直径，保证下降管工况正常，限制运行中降压速度可避免汽蚀。

传热恶化 见膜态沸腾。

设计原则 自然循环采用简单回路，同一回路中各管的吸热及结构特性应相近；选用恰当的流通截面（自然循环回路结构数据见表）；选取合理的回路高度。

自然循环回路结构数据

锅筒压力（MPa）	4.3	10.8	15.2	18.1
蒸发量（t/h）	35～240	160～420	400～670	≥800
上升管内径（mm）	36～54	35～50	34～48	40～60
分散下降管面积/上升管面积	0.2～0.35	0.35～0.45	0.5～0.6	0.6～0.7
集中下降管面积/上升管面积	0.2～0.3	0.3～0.5	0.4～0.5	0.5～0.6
引入管面积/上升管面积	0.35～0.45	0.4～0.5	0.5～0.7	0.6～0.8

控制循环按受热面热负荷，对锅炉各种负荷、各种燃烧工况等进行计算，确定管子入口节流圈孔径，保证 ρw 及 K 值均在允许范围；根据经济性和安全裕度统一考虑循环泵台数、压头及上升管、下降管尺寸。

shuizhengqi

水蒸气

（steam） 由水汽化或冰升华而成的气态物质，又称蒸汽。水蒸气是动力工程中最常用的工质之一，了解其生成过程和在各种状态下的性质，具有非常重要的实用意义。

饱和状态 将一定量的水置于一密闭的耐压容器中，并将容器内的空气抽尽，此时水分子就从水中逸出，经一定时间后，水蒸气就充满整个水面上方空间。在一定温度下，此水蒸气的压力会自动地稳定在某一数值上，此时，脱离水面的分子和返回水面的分子数相同，即达到动平衡状态，即水和水蒸气处于饱和状态。饱和状态下的水和蒸汽分别称为饱和水和饱和蒸汽。饱和蒸汽的压力和温度分别称为饱和压力和饱和温度，两者之间有一定的相依关系，可用实验直接测定。

三相点 在压-温（p-t）图（图1）上表示水的三相之间的关系最为明显。OC曲线上的点表示水的汽液共存平衡状态。曲线OA以及OF分别表示固液以及固气的各自共存平衡状态。在OC与OA之间的点代表未饱和水（过冷水）状态；下方的点则代表过热蒸汽状态。C点是水的临界状态，水的临界状态参数为 $t_C=374.12$℃（$T_C=647.3$K），$p_C=22.12\times10^6$Pa，$v_C=0.003147\text{m}^3/\text{kg}$。O点为固液气三相共存的状态，称为三相点。水的三相点温度和压力为 $t_O=0.01$℃（$T_O=273.16$K），$p_O=611.659$Pa。

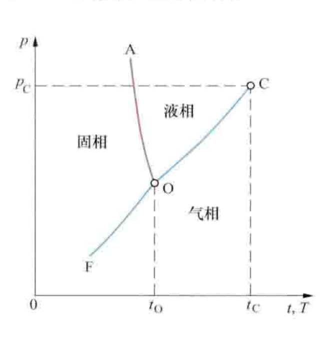


图1 水的压-温（p-t）图

水蒸气生成过程 工程上所用的水蒸气一般都是在锅炉及蒸汽发生器等设备内产生的，此过程中水及水蒸气的压力变化很小，可视为定压过程。水蒸气的定压生成过程可方便地表示在图2所示的水和水蒸气的 p-v 图中，OA表示温度为273.16K的等温线，OC为饱和水线，BC为干饱和蒸汽线。OC左侧为未饱和水区，OC与BC之间为湿蒸汽（即处于饱和水和干饱和蒸汽的混合状态）区，而BC的右侧为过热蒸汽区。图中 $a_0a'a''a$ 代表在一定压力下，1kg水从0℃转变成过热蒸汽的过程，可见其经历了未饱和水（过冷水）、饱和水、湿蒸汽、干饱和蒸汽以及过热蒸汽五个状态。

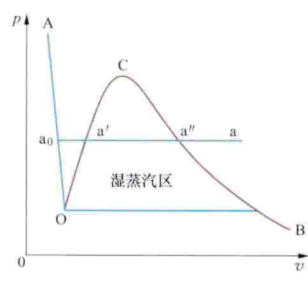


图2 水和水蒸气的（p-v）图

水和水蒸气图表 水蒸气不能用理想气体状态方程描述，为计算方便，常将其热力性质制成表和图。水蒸气表通常有两类，一类是未饱和水和过热蒸汽表，另一类是按温度或按压力排列的饱和水和饱和蒸汽表。

未饱和水和过热蒸汽表给出 t、p、v、h、r、s 等几个主要参数，只要知道其中的两个参数就可以确定其他参数。列入饱和水和饱和蒸汽表内的参数有：p（压力）、t（温度）、v'（饱和水比体积）、v''（饱和蒸汽比体积）、h'（饱和水比焓）、h''（饱和蒸汽比焓）、r（汽化热）、s'（饱和水比熵）、s''（饱和蒸汽比熵）等项，只要知道压力或温度就可以确定其他参数。

对于湿饱和蒸汽，已知干度 x 和压力或者温度，就可以确定湿蒸汽的所有状态参数，例如

$$v=xv''+(1-x)v'$$

$$h=xh''+(1-x)h'$$

$$s=xs''+(1-x)s'$$

为使用方便，水蒸气表可绘制成线图。常用的水蒸气图，除前述压-温（p-T）图、压-容（p-v）图外，还有温-熵（T-s）图和焓-熵（h-s）图：

温-熵（T-s）图　在分析水蒸气的热力循环时，常使用图 3 所示的温-熵图，图中 OC 为饱和水线，BC 为干饱和蒸汽线，$a_0a'a''a$ 表示在一定压力下由 0℃ 水变为过热蒸汽的水蒸气形成过程。根据比熵的定义 $ds=\delta q_{rev}/T$，故 $q=\int T ds$，这表明在 T-s 图上可逆过程线下的面积表示过程中加入或放出的热量。故图中面积 $a_0a's's_0$ 表示 1kg 0℃ 的水被加热成等压下的饱和水所需的热量 q_0；面积 $a'a''s''s'$ 为汽化过程中的汽化热 r，即 $r=h''-h'=T_s(s''-s')$。同理，$a''a$ 过程线下的面积 $a''ass''$ 则代表 1kg 的干饱和蒸汽转变为等压下的过热蒸汽所需的热量 q，称为过热热量。

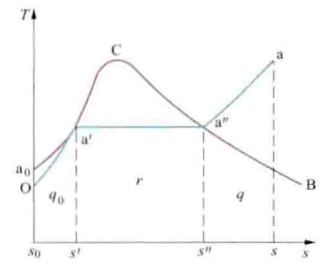


图 3　水蒸气温-熵（T-s）图

焓-熵（h-s）图　在热力计算中，常使用以比焓为纵坐标、比熵为横坐标的焓-熵图（见图 4）。图中 OC 为饱和水线，C 为临界状态点，BC 为干饱和蒸汽线，其上方为过热蒸汽区；下方为湿蒸汽区。在湿蒸汽区通常绘一组等压（也为等温）线和一组等干度线，在过热蒸汽区绘出等压线和等温线，另外，在整个图面上还绘有等比体积线。

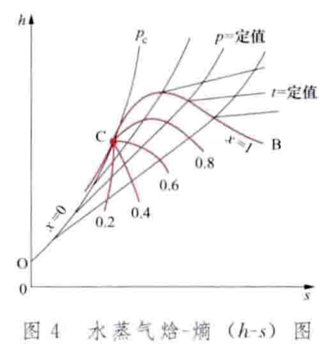


图 4　水蒸气焓-熵（h-s）图

shuizhi zhibiao

水质指标

（water quality index）　表征工业生产用水和生产过程中各种水、汽介质的物理化学特性的一系列参数。水质指标的数值是水处理系统设计的基础数据，也是判定水处理系统以及各与水相关的生产系统运行状况的重要依据。例如在火电厂的运行过程中，需要监测锅炉补给水、锅炉给水、凝结水、疏水、生产返回水、炉水、蒸汽和循环冷却水等水汽介质的参数，判断质量是否符合生产要求，并及时发现生产过程中的问题。火力发电厂各类水质的指标不尽相同，综合起来主要有：pH 值、固体物、浊度、电导率、硬度、碱度、钠离子、硫酸根和氯离子、硅酸化合物、化学需氧量（COD）和生化需氧量（BOD）、溶解氧、磷酸根、铁和铜、安定度、污染指数（SDI）、氨氮等。

pH 值　水中氢离子浓度（以 mol/L 计）的负对数。表示水质的酸碱性以及酸、碱性强弱的指标。纯水（24℃时）电离所产生的 H^+ 和 OH^- 的离子浓度各等于 1×10^{-7} mol/L，即 $[H^+]=[OH^-]=10^{-7}$ mol/L。用负对数形式表示，$pH=-\lg[H^+]=7$，$pOH=-\lg[OH^-]=7$。因此，当 pH=7 时，水呈中性；pH<7 时，水呈酸性；pH 值越小，酸性越强。pH>7 时，水呈碱性；pH 值越大，碱性越强。一般天然水的 pH 值略大于 7，有时也有天然水 pH<7 或 pH>8.2，但咸水湖水 pH 值可高达 9。控制凝结水、锅炉给水、炉水等的 pH 值是预防金属腐蚀的重要措施。

固体物　分为三种：①全固体物表征水中溶解物质和悬浮物的总量。试验方法是将一定量的水样蒸干并在 105～110℃温度下烘干并称重，计算出残留干渣重量与水样总体积的比例；②溶解固体物表示的是溶解于水中的物质的量（溶解气体除外）。试验方法是将水样过滤，按照与①相同的条件，测试澄清滤液中的固体物含量。溶解固体物是划分天然水级别，评价天然水特性的重要指标，也是选择水处理方式的重要依据；③悬浮物表示不溶解于水的无机物和有机物，它是决定天然水预处理的重要指标。试验方法是将水样过滤，将截留物质在与①相同条件下烘干，测试干渣的量。几种固体物质标的单位均为 mg/L。

浊度　浊度是利用水中颗粒杂质对光的传播的影响测定颗粒杂质的浓度的。当光线进入水中时，高度分散的悬浮物、胶体物质，会对光产生强烈的散射。较大颗粒的悬浮物（颗粒直径大于入射光的波长时），则会产生反射，因此水会呈现出混浊的外观。根据这种光学现象，可以采用浊度来表征水中悬浮物和胶体杂质的量，以方便水质的快速检测。在浊度的测定过程中，采用福马肼（Formazine）浊度标准液（是将硫酸肼和六次四甲基乙胺混合反应后产生的一种乳白色的悬浊液）。浊度单位曾经使用过 mg/L、F. T. U，现统一使用 NTU。

电导率　以水的导电能力来表示含盐量高低的水质指标。电导率是电阻率的倒数，单位为 μS/cm。水中溶解的盐类以离子状态存在，具有导电能力，导电能力的大小可以表征溶解的盐类量。由于不同的离子在电场中的迁移率不同，因此，电导率除了和水中离子的含量有关外，还与离子的种类有关。但当水中盐类组成相对较稳定时，测定水的电导率仍可间接近似表示水的含盐量，该指标的意义还在于：①它对天然水的测定结果虽不像测定溶解固体物那样准确，但可迅速地提供近似值；②可实现在线监测，因此可用来测定凝结水和锅炉给水所含的微量物质。由于溶液的极限当量电导随温度升高而增大，所以在某温度下测得的电导率值应换算到 25℃下的数值。

硬度　硬度是指水中存在的二价或二价以上的金属离子的总浓度，这些金属离子容易与某些阴离子一起形成沉淀。通常指的是水中钙、镁离子的总量，单位为 mmol/L。硬度有碳酸盐硬度和非碳酸盐硬度两类，两者之和称总硬度。碳酸盐硬度一般表示水中重碳酸钙和重碳酸镁的总量。这种硬度成分经受热分解逸出二氧化碳，绝大部分形成碳酸盐沉淀，故也称为暂时硬度（两者近似）的。非碳酸盐硬度是总硬度与碳酸盐硬度之差，主要是钙和镁的硫酸盐和氯化物等。这种硬度成分在沸腾水中不会沉淀析出，又称永久硬度（两者近似）。硬度是评价天然水优劣的指标。硬度大小和类别与选择水处理工艺密切相关。硬度是热力设备结钙镁水垢的根源，故成为锅炉补给水、凝结水、炉水和循环冷却水的重要监督指标。

碱度　水的碱度是指水中含有能接受氢离子的物质的

量，单位以 mmol/L 表示。通常表示水中的重碳酸盐、碳酸盐、氢氧化物及其他一些弱酸盐类。一般天然水中碱度主要由 HCO_3^- 的盐类所组成。由于测定碱度是以甲基橙和酚酞做指示剂，故碱度分为甲基橙碱度（也称全碱度）和酚酞碱度。根据这两种碱度的测定值，可求出 HCO_3^-、CO_3^{2-} 和 OH^- 的含量。碱度大小与选择化学除盐工艺有密切关系，也是控制金属腐蚀的指标。

钠离子　由于钠广泛地存在于自然界中，且钠盐都易溶于水，故 Na^+ 是水中溶解的一种主要阳离子。氢型强酸阳离子交换树脂对 Na^+ 的选择系数较小，所以 Na^+ 又是水中最难除尽的溶解杂质之一。火电厂热力系统水、汽中溶解的盐类主要为钠盐，而且 Na^+ 会随着蒸汽沉积在蒸汽通流部位。因此对锅炉（特别是高参数或直流炉）的给水、蒸汽和凝结水的 Na^+ 的含量有严格的规定。水、汽中 Na^+ 的含量可用离子选择电极法准确地进行在线监测，故 Na^+ 的含量是反映水汽品质以及凝汽器严密性的一项重要指标，单位为 mg/L。

硫酸根和氯离子　这是水中所含的最主要的两种强酸阴离子，是亚临界压力及以上参数机组的凝结水、锅炉给水的重要控制指标，单位为 mg/L。通常是随天然水含盐量的增加而增大。天然水中的强酸阴离子和碱度所包含的 HCO_3^-、CO_3^{2-} 两类阴离子间的比例关系，是选择水处理工艺和离子交换树脂的重要依据。

硅酸化合物　天然水中普遍含有硅化合物。硅酸的分子式为 $xSiO_2 \cdot yH_2O$。水中硅酸化合物的测定结果以 SiO_2 表示，单位为 mg/L。硅化合物来源于硅酸盐和铝硅酸盐岩石在与水长期接触过程中的溶解，通常地下水硅酸含量比地表水多。与水中存在的其他无机物相比，硅酸是一种很复杂的化合物：在水中的存在形态复杂，而且多变。通常认为水中的硅酸有溶解态（活性硅）和胶体态（胶体硅）两类。水中所含的其他离子成分、pH 值和温度等对硅酸的溶解、存在形态有较大的影响。因此，条件不同，溶解硅酸和胶态硅酸的含量及其比例也不相同。例如，水中的钙、镁离子可以降低硅酸的溶解度，而钠离子又会提高硅酸的溶解度。当水的 pH 值和温度提高时，可使胶态硅酸转变为溶解硅酸，并显著增大硅酸的溶解度。由于带入锅内的硅酸化合物会形成硅酸盐垢，还可能随蒸汽携带沉积于蒸汽通流部分。因此，硅的含量是热力系统重要的水质控制指标。

化学需氧量（COD）和生化需氧量（BOD）　天然水中判断有机物含量及类别的指标，单位为 mg/L。由于天然水中的有机物来源复杂，种类繁多。除来自自然界的植物和动物的分解产物外，还有排入水体的各种污水、废水带入的污染物。化学需氧量是利用部分有机物可以被氧化的性质，通过测定消耗氧化剂的量来间接表示水中有机物含量的大小，该指标只能表征水中可以被某种氧化剂（重铬酸钾、高锰酸钾）化学氧化的有机物量。生化需氧量反映的是能被微生物氧化分解的那部分有机物的量，主要用于废（污）水有机物的测定，也可以判断天然水被有机物污染的状况。因此，COD 和 BOD 反映的是水中有机物不同的类别。有机物的含量对锅炉补给水预处理工艺的选择有影响。在整个水处理过程中，有机物不能完全除去。为防止有机物带入锅炉引起腐蚀，化学除盐水也要监督有机物的含量。

溶解氧　水中的溶解氧和热力设备金属腐蚀的关系极大。为此对锅炉给水和凝结水含氧量都有严格限定，并要进行监督检测，保持合格水质，单位为 μg/L。

磷酸根　为防止锅内生成钙、镁水垢和游离氢氧化钠的腐蚀，锅筒锅炉要进行磷酸盐处理。为稳定循环冷却水，有的也采用磷酸盐处理。为此，需经常对磷酸根（mg/L）指标进行监督。

铁和铜　由于水中溶解氧，地表水含铁主要以三价铁存在，地下水含铁以二价铁存在。一般地表水铁含量较少，地下水铁含量较多，有时高达每升几十毫克，在此情况下，应考虑进行曝气或过滤除铁。为监视给水系统腐蚀和防止锅内形成氧化铁沉积物，控制含铁量是锅炉给水的重要指标，也是疏水回收的依据。监督铜含量既可判断凝汽器和加热器铜管的腐蚀状况，也可防止锅内形成铜的沉积物和铜在汽轮机中沉积，单位为 mg/L。

安定度　一种判断水中（主要是循环冷却水）溶解的碳酸盐溶解——沉淀平衡状态的指标。测定方法是将水通过粒状碳酸钙过滤器，测定入口、出口水中碱度，并由此判断水中碳酸盐的平衡状态。当出口和入口水的碱度相等，则水质是安定的；出口水碱度大于入口水碱度，则水质具有侵蚀性；出口水碱度小于入口水碱度，则水质具有结垢倾向；后两种情况水都是不安定的。

污染指数（SDI）　用来评价水中颗粒杂质对 RO 膜污染能力的一种参数。是反渗透系统运行中必需监测的重要水质指标。其测定原理是利用孔径为 0.45μm 的滤膜，测定在一定时间内通过滤膜的水量，由此计算出 SDI 的数值。该值越大，说明水中所含的可污染膜的杂质越多。在反渗透进水中，通常要求 SDI$<$4～5。

氨氮　指的是水中（污水）存在的氨态氮，包括 NH_4^+、NH_3。氮是自然界里动植物中存在的主要元素，有机氮是构成蛋白质的重要基础。在污水中，氮主要是以有机氮、氨态氮、亚硝酸氮（NO_2^-）、硝酸氮（NO_3^-）的形式存在。火电厂的工业废水中，除了凝结水排水、精处理再生废水等之外，其他废水大多不含氨氮；氨氮主要存在于生活污水内。如果要对生活污水或者城市二级处理水进行回用，氨氮是一项必须监测的重要指标。

shunxu kongzhi

顺序控制　(sequence control)　按照规定的时间或逻辑顺序，对多个终端控制元件进行一系列操作的控制方法。顺序控制的作用取决于前面某些操作的执行结果或生产过程中某些条件的实现。顺序控制所传输、处理和储存的信号主要为开关量信号，它的输出变量并不影响它本身的控制作用，因此它是开环控制的一种形式。在火力发电厂中，顺序控制多用于锅炉及其辅机，汽轮机及其辅机，输煤系统、补给水处理系统、循环水系统等辅助系统及主要辅机的控制。

控制方式　顺序控制一般可以分为时间定序式及过程定序式两类。时间定序式中的大多数操作是由预定的时间间隔触发的，例如在凝结水或补给水除盐系统中，离子交换器的进酸或进碱、反应、排液和冲洗等过程都是按照预定的时间间隔去触发下一步操作的；过程定序式中的大多数操作是根据生产过程来的信号触发的，例如在输煤系统控制中，锅炉

原煤斗煤位过低或存煤量过低时会自动起动输煤系统向煤斗供煤，待煤位或煤量达到顶定值时再停止供煤。

控制装置　实现顺序控制的装置可以使用任何能接受和处理开关量信号的组件构成。包括机械式、继电器式、半导体逻辑元件式、可编程逻辑控制器（PLC）或分散控制系统（DCS）。最常见的顺序控制装置是可编程逻辑控制器和分散控制系统。

（1）机械式顺序控制器。使用电动机或电磁线圈通过凸轮等机械部件驱动一系列触点，这些触点控制着各自的终端控制元件。调整凸轮机构的状态就可以使各个终端控制元件按照预定的顺序进行工作。该类型控制器适用于具有约20个输出通道的控制系统，结构简单、使用方便、易于掌握，但是由于可靠性较差，而且速度和容量均有限，已很少采用。

（2）继电器式顺序控制器。由于继电器在工业过程中已有很长的历史，因此继电器式顺序控制器较易被接受并得到广泛的应用。该类型继电器适用于具有50～100个左右输出通道的控制系统，由于改变控制规律必须修改电路的接线，所以通用性较差，而且体积较大。

（3）半导体逻辑元件式顺序控制器。由于采用了半导体元件，使逻辑处理无触点化，提高了顺序控制器的可靠性，减小了体积和质量。同时，采用矩阵式电路可以较容易地对控制规律进行修改，提高了控制器的通用性。然而，由于计算机技术的迅速发展，该类型控制器很快就被PLC和DCS所取代。

可编程逻辑控制器和分散控制系统分别见可编程逻辑控制器、分散控制系统。

shunjian shuaifuhe kuaikong baohu

瞬间甩负荷快控保护

（fast valving protection during transient load cut-back）　在电网瞬间故障而使发电机大幅度甩负荷时，先快速关闭、经短时延迟后再自动开启调节汽阀，以减少机械和电气功率的明显不平衡，改善电力系统暂态稳定的保护措施，也简称为调节阀门快控（fast valving）或阀门超前动作（early valve actuation，EVA）。

暂态稳定判据　汽轮发电机电功率计算式为 $P_G=\frac{EU}{X_d'+X_e}\sin\delta$。式中 P_G 为发电机电功率；E 为发电机感应电动势；U 为电网电压；X_d' 为发电机直轴同步电抗；X_e 为发电机外部系统阻抗；δ 为发电机功角。可用功角特性图（见图1）说明电网故障前后瞬间发电机功率与功角的变化。正常运行时，发电机输出电功率 P_{G1} 与汽轮机的机械功率 P_T 相等，为功角曲线Ⅰ，功角为 δ_1，在 a 点稳定运行。电网故障时（如短路），X_e 增加，功角特性曲线变为Ⅱ，由于发电机功角瞬间未变化，发电机功率降至 P_{G2}，而汽轮机的机械功率 P_T 不可能突变，转子在 P_T-P_{G2} 的作用下加速，功角增加，输出功率沿曲线Ⅱ上升。若达到 c 点故障切除（例如一条故障线路切除），X_e 减小（比正常时阻抗仍大），功角曲线为Ⅲ，此时功角为 δ_2，而对应输出功率为 P_{G3}，因 $P_{G3}>P_T$，又使转子减速。由于转子具有惯性，在机械功率与电功率的作用下将要经过多次摇摆才能稳定，即在 e 点又处于平衡状态。能否最低稳定平衡下来取决于减速面积 $dgfh$ 是否大于加速面积 $abch$，这是电网故障时系统稳定的判据。

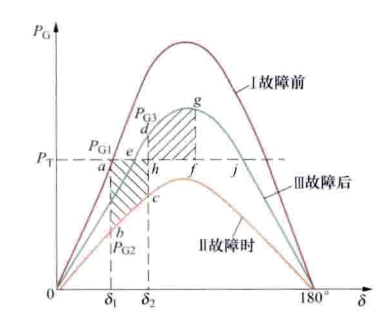


图1　发电机功角特性图

目的及措施　为提高故障情况下系统的稳定，在故障切除时，将汽轮机机械功率以比正常调节快得多的速度减少是有效的措施。即将汽轮机进汽调节阀快速关闭一定时间，再根据要求将其开启，达到故障瞬间减少加速面积，增加减速面积，并保持在新的状态下稳定运行的目的。

根据电网的特点，一般情况下对调节阀门快控的要求，可由调节阀门开度（对应汽轮机功率）与时间的关系曲线表示（见图2）。图2中，t_1 要求在0.25s左右（取决于汽轮机调节阀最快关闭时间）；t_2 在0.2～2s范围（可调）；t_3 在1～10s范围（可调，与汽轮机调节阀特性有关）。由于电网故障后新的运行状态不同，要求汽轮机快速减少负荷后恢复到不同状态，所以出现了持续快控和短时快控的要求。而持续快控又与当时电网负荷切除后维持在不同输出功率状态有关，一般在50%额定负荷或以下。

调节阀快控可用汽轮机高压调节阀或中压调节阀实现，也可同时快控高、中压调节阀实现。检测电网故障大多用测量汽轮机机械功（可用再热蒸汽压力表征）与发电机输出功率差的方法实现，并以该差值大小来起动快控功能。此外还有直接测量功角和测量加速度等方法，前者测量系统有延迟时间，并容易受干扰，较少采用，后者要求较高的测量技术。

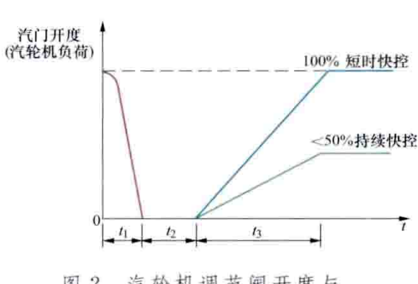


图2　汽轮机调节阀开度与时间的关系曲线

Sitelin xunhuan

斯特林循环

（Stirling cycle）　热气机（即斯特林发动机）的理想热力循环。由等温吸热、等容放热、等温放热和等容吸热四个可逆过程组成。两个等温过程是从高温热源吸热和向低温热源放热，而两个等容过程的热量则是循环内部的回热，即等容吸热过程恰好吸收等容放热过程所放出的热量。因此该循环是工作在一个高温热源和一个低温热源间的可逆循环。其压-容（p-v）图和温-熵（T-s）图如图1所示。

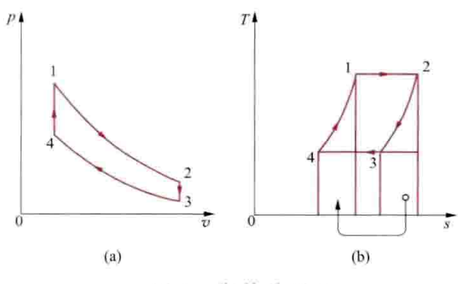


图1　斯特林循环

（a）p-v 图；（b）T-s 图

根据热力学第二定律，

它的热效率应等于相同的两个热源间卡诺循环的热效率，即只与高温热源温度 T_1 和低温热源温度 T_2 有关，即

$$\eta=1-T_2/T_1$$

此外，斯特林循环也像卡诺循环那样，可以用于热机的正向循环，也可以用于制冷机或热泵的逆向循环。

1816 年，苏格兰人 R. 斯特林（Robert Stirling，1790—1878，见图 2）曾以按该循环工作的热空气往复式“外燃机”申请专利，称斯特林发动机，又称热气机。由于该机器的笨重，特别是受到发明内燃机的冲击，长期来未得到广泛应用。近年来，斯特林循环重新又引起人们的重视，其原因是人们为了某种需要，希望有一种能燃用任何燃料或利用任何一种热源热量的高效热机；同时，传热学、流体力学知识以及对除空气以外其他工质知识的增长，也提供了制造实用斯特林发动机的可能性。斯特林发动机主要用于核潜艇等军事领域，也开始被用于太阳能热发电、燃气余热等场合，也包括航天技术等的一些特殊领域。



图 2　R. 斯特林

20 世纪 80 年代以后，随着斯特林制冷技术的成熟，其设计和制造成本逐年下降，其应用面和产量逐渐增加。传统制冷系统由于 ODP（臭氧消耗潜能值）和 GWP（全球变暖潜能值）而受到严格的限制，也促使斯特林制冷技术蓬勃发展。

斯特林制冷技术原理是氦气膨胀制冷，因而无节流系统和蒸发器。相对于传统的蒸汽压缩节流制冷系统，具有高效率、“绿色”制冷剂、制冷温区广等特点。其关键技术是斯特林制冷机和冷量传递。制冷机方面，有自由活塞结构（FPSC）和采用曲柄连杆结构。冷量传递技术有直接式、热虹吸式、液体泵循环。其中热虹吸冷量传递与自由活塞斯特林制冷机的结合是未来小型斯特林制冷系统的发展方向。

Sichuan Baima shifan dianzhan 300MW xunhuan liuhuachuang guolu

四川白马示范电站 300MW 循环流化床锅炉

（300MW circulating fluidized bed boiler in Baima demonstration power station，Sichuan）　四川白马示范电站安装了中国引进阿尔斯通公司设计制造的首台 300MW 循环流化床锅炉。

锅炉为单炉膛、一次中间再热、平衡通风、露天岛式布置、全钢架悬吊结构、亚临界自然循环锅筒锅炉，锅炉的烟风物料系统见图。设计煤质特性见表 1。

烟风物料系统

表 1 四川白马示范电站 300MW 循环流化床锅炉煤质特性

序号	项目	符号	单位	设计煤种	校核煤种	序号	项目	符号	单位	设计煤种	校核煤种
1	全水分	M_t	%	7.69	9.5	8	收到基全硫	$S_{t,ar}$	%	3.54	4.3
2	灰分	A_{ar}	%	35.27	38.01	9	干燥无灰基挥发分	V_{daf}	%	14.99	16.39
3	低位发热量	$Q_{net,ar}$	MJ/kg	18.495	21.57	10	变形温度	DT	℃	1170	1130
4	收到基碳	C_{ar}	%	49.2	44.20	11	半球温度	HT	℃	1230	1170
5	收到基氢	H_{ar}	%	2.09	1.94	12	流动温度	FT	℃	1295	1210
6	收到基氧	O_{ar}	%	1.65	1.57	13	可磨系数	K^{BTN}	—	4.06	4.82
7	收到基氮	N_{ar}	%	0.56	0.48						

该锅炉炉膛高度 35.5m，炉膛截面积 189m²，炉膛下部采用"裤衩腿"设计；设有四个旋风分离器，直径 7.95m，分别布置于炉膛的两侧。分离器采用了长进口烟道，以确保足够大的加速度和颗粒预分离，提高分离器效率，降低飞灰量。每台旋风分离器下部对应布置 1 台外置床换热器和 1 台底渣冷却器，均对称布置于炉膛两侧。由旋风分离器分离下来的循环灰，一部分通过回料阀后直接返回燃烧室（热灰），另一部分经过外置换热器（EHE）后再返回燃烧室（冷灰）。

外置换热器内布置有低温过热器、中温过热器及高温再热器。

锥形阀安装在回料器到外置换热器的热灰管路上，用来控制流入 EHE 的灰量大小。为保证锥形阀长期调节灵活，该阀必须是长期处于调节状态中，即接受床压和床温控制器的控制，使阀芯保持动态位置。为避免锥形阀烧坏，设有除盐冷却水，冷却水源引自凝结水泵出口。

从 4 台旋风分离器流出的烟气进入尾部烟道，尾部烟道内自上而下布置有高温过热器、低温再热器、省煤器。锅炉尾部烟道的后部是回转式空气预热器，锅炉排烟经过 2 台双室 4 电场静电除尘器后，通过 2 台引风机排入烟囱。

原煤经过两级碎煤机破碎（粒度小于 6mm）进入成品煤仓，成品煤仓里的煤经过给煤机进入回料斜管，与旋风分离器分离下来的循环灰一起进入炉膛燃烧。锅炉设有 4 个成品煤仓，配有 4 台链式给煤机和 4 台计量式给煤机。

石灰石块先经过一级碎石机破碎后进入石灰石仓，石灰石仓的石灰石再经过二级碎石机破碎后变成石灰石粉（粒度小于 1mm）进入石灰石粉仓，成品石灰石粉通过气力输送管道喷入炉膛。

一次风经过一次风机、一次风暖风器、四分仓回转式空气预热器后进入炉膛下部流化风室。在一次风管上设有风道燃烧器。在锅炉炉膛底部布风板上，还设有助燃起动燃烧器，当床料温度到 450℃左右时，该燃烧器投运。起动燃烧器主要是锅炉起动和低负荷时（小于 35%BMCR）投用。锅炉共设 2 台 50%容量、定速、离心式一次风机。

二次风经过二次风机、二次风暖风器和空气预热器后进入炉膛。二次风主要为锅炉燃烧提供足够的燃烧空气和给煤系统的密封风。锅炉共设两台 50%容量、定速、离心式二次风机。

高压风系统由 5 台相同容量的双级离心式风机组成，4 台运行，1 台备用，分别向回料器、外置换热器和冷渣器提供流化风。

锅炉配有 2 台静叶可调轴流引风机。

从炉膛底部排出的底渣进入底渣冷却器，经过冷却后，排至一个底灰输送机，然后经过底渣提升机送入底渣库。

锅炉冷态起动时，需要预先往炉膛底部和外置换热器中加入沙子作为床料。利用底灰输送系统可以把沙子送入底灰库，在底灰库下部设有一套气力输送系统，把沙子输送至炉膛底部和外置换热器中。

白马示范电站 300MW 循环流化床锅炉于 2006 年 4 月 17 日通过 168h 试运后投入商业运行，2006 年 7 月 24 日通过了锅炉供货合同中规定的 336h 连续满负荷试运，2007 年 5 月 11 日完成了性能考核试验，锅炉性能参数见表 2。至 2012 年末，该锅炉运行稳定，可燃用的燃料发热量最低为 12.5MJ/kg。期间经过对石灰石制备及给料系统提高出力的改进，SO_2 排放值达到了更为严格的新环保标准（小于 200mg/m³）。

表 2 四川白马示范电站 300MW 循环流化床锅炉性能参数

序号	参数	单位	设计值	运行值
1	蒸发量	t/h	1025	1025
2	过热蒸汽压力	MPa	17.4	17.4
3	过热蒸汽温度	℃	540	540
4	再热蒸汽流量	t/h	844	
5	再热蒸汽进口压力	MPa	3.9	3.71
6	再热蒸汽出口压力	MPa	3.7	3.53
7	再热蒸汽进口温度	℃	330	325.6
8	再热蒸汽出口温度	℃	540	540
9	给水温度	℃	280	278
10	锅炉热效率	%	91.79	93.29
11	脱硫效率	%	94.1	94.7
12	锅炉最低不投油稳燃负荷	%BMCR	35	35
13	SO_2 排放值（O_2=6%，干烟气）	mg/m³（标准状态下）	600	550
14	NO_x 排放值（O_2=6%，干烟气）	mg/m³（标准状态下）	250	90
15	钙硫比 Ca/S	—	1.8	1.69

songfengji

送风机 （forced draft fan） 供给锅炉燃料燃烧所需空气的风机。送风机布置在锅炉空气预热器之前，将从大气中吸入的空气送入空气预热器，加热到设计温度后，一部分作为锅炉的二次风，直接经燃烧器送入锅炉炉膛；另一部分进入煤粉制备系统作为干燥剂，然后或作为一次风，输送煤粉经燃烧器送入炉膛（乏气送粉系统），或作为三次风，经燃烧器直接送入炉膛（热风送粉系统）。大型机组常采用中速磨煤机正压直吹系统，此时，若制粉系统配有专门从大气吸入空气的一次风机，则送风机只供给锅炉二次风。因此，送风机的选择，既要保证锅炉燃料燃烧所需的空气量，又要克服送风管道系统及燃烧系统的相应阻力。

通常一台锅炉配置两台送风机。中小容量锅炉普遍采用离心式风机，大容量锅炉普遍采用动叶调节轴流式风机和双吸双支撑离心式风机。由于送风机输送的是常温干净空气，动叶调节轴流风机以其良好的运行经济性和尺寸小、原动机容量小等优点被越来越多地选用。为提高离心式风机的调节性能，大型离心送风机多选用双速电动机作为原动机。

suan jian feishui chuli

酸碱废水处理 （treatment of acid and alkaline waste water） 应用化学方法将含酸、含碱废水的pH值调整到符合排放标准的工艺。火力发电厂中的含酸、含碱废水主要来源于化学水处理车间阳离子和阴离子交换剂的再生、清洗过程，其排水量相当于处理水量的10%。排水的pH值变化幅度较大，酸性废水的pH值为1～5，碱性废水的pH值为8～13。废水的排放一般是间断性的。

含酸、含碱废水具有较强的腐蚀性，并含有悬浮物和有机、无机等杂质，如不加处理会腐蚀排水管道和构筑物；直接排入水体，将使水体的含盐量增加，改变水体的pH值，污染水体，并影响水生生物的生长和渔业生产；排入农田，会改变土壤的性质，使土壤酸化或盐碱化，危害农作物。因此，酸、碱废水应进行处理，控制排水pH值在6～9之间，才能回收利用或排放。

为减少阳、阴离子交换剂再生时排出的酸、碱废水，首先应从改进处理工艺着手，如采用反渗透除盐、电去离子法等先进技术，尽可能减少再生酸、碱用量。电厂酸碱废水的处理方法主要为酸碱中和法，即在含酸废水中加入碱性物质，在含碱废水中加入酸性物质，进行中和反应，使之生成中性盐和水。酸碱中和法可分为自身中和法和投药中和法。

自身中和法　利用阳离子交换剂再生排出的废酸液来中和阴离子交换剂再生排出的废碱液，以达到中和目的。自身中和法包括：①单池式。将废酸、废碱液都直接排入一个混合池中，经搅拌均匀后排出。②双池式。同时设置一个废碱池和一个混合池，废碱液排入废碱池储存，待阳离子交换器再生时，将废酸、废碱液同时排入混合池中和后排出。③三池式。同时设置一个废碱池、一个废酸池和一个混合池。自身中和法的缺点是由于发电厂中排出的废酸、废碱量是不平衡的，不能恰好中和，使处理后的水质达不到排放标准要求，所以往往仍需要加些酸或碱。

投药中和法　将碱性药剂，如石灰（CaO）、石灰石（$CaCO_3$）、电石渣、苛性钠（NaOH）、碳酸钠（Na_2CO_3）等投入到酸性废水中，或将酸性药剂，例如盐酸（HCl）、硫酸（H_2SO_4）等，投入到碱性废水中，以达到中和目的。

中和反应一般在中和池中完成。中和池一般为地上或地下布置，酸、碱废水通过沟道或管道靠位差进入池中，处理后的废水用泵排出。中和池的优点是系统简单，运行方便；缺点是占地面积较大，防腐、防渗较难做好。中和池设搅拌装置，可选用机械式或送风式。

suanxi

酸洗 （acid cleaning） 见锅炉化学清洗。

suanyu

酸雨 （acid rain） pH值小于5.6的雨、雪、雾等形式的大气降水。最早引起注意的是酸性降雨，故习惯上统称酸雨。大气中水蒸气因凝结作用形成水滴，pH值通常接近7。然而，大气中的二氧化碳（CO_2）会溶于水形成碳酸，使雨水呈弱酸性，陆地和海洋生物体腐烂产生的H_2S氧化，以及陆上和海底火山爆发等自然因素可使降水中的pH值最低接近5.6。人类燃烧矿物燃料排入大气的二氧化硫（SO_2）和氮氧化物（NO_x）也起着同样的作用，并可使大气降水的pH值降至5.6以下。

成因　酸雨的形成途径分为云中致酸和云下致酸。云中致酸指在云的形成过程中，大气污染物（SO_2、NO_x等）及氧化剂进入云水，并在云水中不断反应生成酸性物质而使云水酸化；云下致酸指雨水离开云基后冲刷近地层大气，吸收大气污染物并在雨滴内不断反应生成酸性物质而使雨水酸化。大气中的氧化剂主要是H_2O_2、O_3等。大气中存在的碱性物质（碱性气体和碱性颗粒物）也会进入降水中，对降水的酸性起一定的中和作用。当降水中离子达到平衡并最终使pH值小于5.6时，就形成了酸雨。因此，酸雨的形成是一个复杂的过程，涉及大气中的酸性物质、碱性物质、氧化剂，包括污染源排放、大气输送、大气气相化学转化、云水化学转化和大气沉降等过程。

中国酸雨的化学特征是pH值低，离子浓度高，硫酸根与硝酸根的当量比大约为10∶1，属硫酸型酸雨。这是因为中国是以煤为主要能源的国家。随二氧化硫排放量的逐年增加，中国酸雨污染也逐年加重，酸雨面积不断扩大。20世纪80年代，酸雨主要发生在重庆、贵阳等西南地区，酸雨面积为170万km^2；到90年代中期，酸雨已发展到长江以南、青藏高原以东及四川盆地等广大地区，酸雨区面积扩大100多万km^2。以长沙、南昌等城市为代表的华中酸雨区已成为全国酸雨污染最严重的地区，其中心区年均降水pH值低于4.0，酸雨频率达到90%以上。华东沿海地区也已成为主要酸雨地区。

危害及防治　酸雨污染会造成粮食、蔬菜和水果减产，以致整块农田绝收；森林大面积衰亡，林积量锐减；土壤和水体酸化；金属和建筑材料被腐蚀；人体呼吸系统疾病增多，造成人群死亡率增加。1995年中国由于酸雨和SO_2污染造成农作物、森林和人体健康等方面的经济损失约为1100多亿元，接近当年国民生产总值的2%。

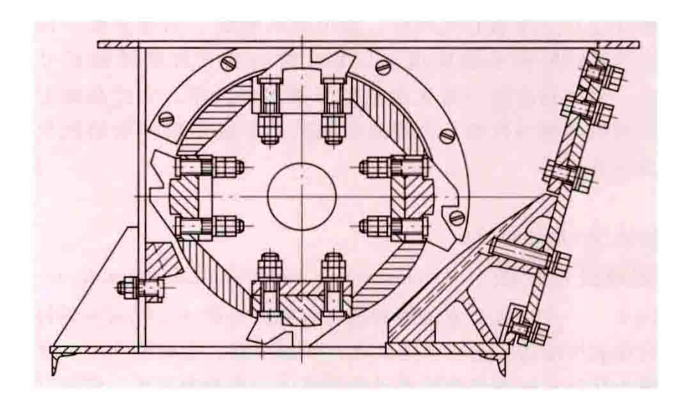
为遏制酸雨污染，1998年1月12日，国务院批准了《酸雨控制区和二氧化硫控制区划分方案》。划定的两控区总

面积为109万km^2，覆盖地区的SO_2排放量占SO_2总排放量的60%。其中酸雨控制区主要涉及长江以南、四川与云南以东地区，包括14个省、市和自治区，面积为80万km^2；SO_2污染控制区涉及14个省、市、自治区的63个城市，面积为29万km^2。

中国新的酸雨控制区和SO_2控制区联防联控的工作目标是，建立大气污染联防联控机制，形成区域大气环境管理的法规、标准和政策体系，主要大气污染物排放总量显著下降，重点企业全面达标排放，重点区域内所有城市空气质量达到或好于国家二级标准，酸雨、灰霾和光化学烟雾污染明显减少。大气污染联防联控的重点污染物是二氧化硫、氮氧化物、颗粒物、挥发性有机物等，重点行业是火电、钢铁、有色、石化、水泥、化工等，重点企业是对区域空气质量影响较大的企业，需解决的重点问题是酸雨、灰霾和光化学烟雾污染等。采取的措施包括提高环境准入门槛，实施新的火电厂大气污染物排放标准等重点行业的排放标准；建立并实施氮氧化物总量控制，加强氮氧化物污染减排；强化SO_2总量控制，提高脱硫效率；优化区域工业布局，推进技术进步和结构调整；严格控制燃煤污染排放，开展区域煤炭消费总量控制试点工作；大力推广清洁能源，改善城市能源消费结构；加强机动车污染防治；提高空气质量监测能力，开展酸雨、细颗粒物、臭氧监测等。

suizhaji

碎渣机 （clinker grinder） 应用机械力对固态排渣锅炉渣块进行破碎的机械装置，是锅炉排渣装置的配套设备。在辊式、锤式、反击式和颚式碎渣机中，以辊式碎渣机使用最广泛，通常有单辊、双辊和三辊。根据辊上碎渣齿形不同可分为钉齿型、锯齿形和刀型结构。图示为最常见的单辊锯齿型碎渣机。由排渣装置排出的渣块导入固定碎渣齿和转辊之间，通过转辊上锯齿形碎渣齿同固定碎渣齿相互的挤压剪切作用将渣块破碎，并由碎渣机下部出口排出。破碎后渣块粒度一般为20～40mm，单机出力5～50t/h，所需驱动电动机功率为3～10kW。主轴转速：双辊式为13～25r/min，单辊式为25～75r/min，反击式大于或等于60r/min，锤击式约1500r/min。碎渣机的破碎元件应具有良好的耐磨性能，且要容易更换。一般应采用铬锰合金或铬钢制造，以延长其使用寿命。碎渣机装有过载保护系统，当渣块过硬、尺寸过大或其他原因引起碎渣机过载时，通过机械或电气保护系统使其停机并报警。碎渣机用于固态排渣煤粉炉和层燃炉。



单辊锯齿型碎渣机



Taizhong Fadianchang

台中发电厂 (Taichung Power Plant) 位于台湾省台中县台中港南端，大肚溪出海口北侧。全厂安装4×70MW燃气轮机发电机组、10×550MW燃煤发电机组，总发电装机容量为5780MW，是世界上最大的火电厂。4台燃气机组于1990年建成投产；燃煤机组一期工程1～4号机组于1987年开始建设，1991～1992年间投入商业运行，二期工程5～8号机组1996～1997年间建成投产。电厂原规划8台燃煤机组，后在厂区西面临海侧再扩建9、10号2台机组，2005～2006年间建成投产。发电厂外貌见下图。



台中发电厂外貌

全厂占地面积为277.5hm²，利用台中港航道浚挖土石方填海造地而成。

4×70MW燃气轮机发电机组主要用于备用和调峰，组装在一个独立的封闭厂房内，以轻柴油为燃料，为美国通用电气公司(GE)产品。

10×550MW燃煤发电机组主要带基本负荷，燃用烟煤或次烟煤，燃煤主要来自澳大利亚、美国、南非、印度尼西亚及其他国家，通过海运卸至厂内的专用码头，再经封闭的高架皮带送到储煤场储存或进入锅炉房。

燃煤机组锅炉为亚临界、一次中间再热、自然循环锅筒锅炉，锅炉最大连续蒸发量(BMCR)工况下主蒸汽流量为1830t/h，主蒸汽压力/温度为18.9MPa/542℃，1～4号机组锅炉由美国福斯特·惠勒(Foster Wheeler)公司供货，5～8号由美国巴威(B&W)公司供货，9～10号由英国三井巴布科克(Mitsui Babcock)公司供货；汽轮机为亚临界、一次中间再热、单轴、凝汽式汽轮机，主蒸汽压力/温度为16.7MPa/540℃，额定功率为550MW，转速为3600r/min，发电机额定出力为679235kV·A；1～8号机组汽轮机和发电机由美国通用电气(GE)公司供货，9、10号由日本东芝(Toshiba)公司供货。

电厂冷却水采用海水，从凝汽器排出的温排水经由宽1800m排水渠和长800m的导流堤充分冷却后排入海洋。

燃煤机组采用低NO_x燃烧器，烟气经静电除尘器除尘(效率为99.79%)、选择性催化还原(SCR)脱硝装置脱硝和石灰石-石膏湿法脱硫装置脱硫后排出，每2台锅炉合用1座高250m双管集束式钢内筒烟囱。

燃煤机组主变压器将发电机端电压升压至345kV后接入电力系统，每台机组设置1台20.9kV/345kV主变压器。其中1～4号机组主变压器由奥地利伊林(Elin)公司供货，5～8号由德国TRAFO-UNION公司供货，9、10号由台湾士林及华城电机公司供货。

燃煤机组炉、机、电设备采用分散控制系统(DCS)及数据采集系统(DAS)，每2台机组设1个单元控制室。

Taiyuan Diyi Redianchang

太原第一热电厂 (Taiyuan No.1 Thermal Power Plant) 位于山西省太原市南郊区晋阳湖畔。电厂始建于1953年，先后经六期建设，其中一至四期总装机容量186MW，为了节能减排和改善当地环境，已于2000年全部停运；五期工程11、12号机组和六期工程13、14号机组各安装2×300MW亚临界燃煤热电联产机组，11号机组于1991年7月21日投产，12号机组于1992年12月23日投产，13号机组于1998年9月9日投产，14号机组于1999年6月17日投产。截至2011年底，太原第一热电厂在运装机容量1200MW，是中国最大的热电厂。热电厂外貌见下图。



太原第一热电厂外貌

工程特点 五期工程锅炉为亚临界、一次中间再热、四角切圆燃烧方式、平衡通风、固态排渣、全钢悬吊结构、紧身封闭、半塔式低倍率循环锅炉，锅炉最大连续蒸发量(BMCR)工况下主蒸汽流量1025t/h、主蒸汽压力/主蒸汽温度/再热蒸汽温度为17.8MPa(g)/540℃/540℃，额定工况保证效率(LHV)为91.3%，由波兰拉伐克锅炉厂制造；汽轮机为亚临界、中间再热、抽汽凝汽式、三缸两排汽汽轮机，晋阳湖一次循环冷却，额定功率为300MW，额定主蒸汽压力/主蒸汽温度/再热蒸汽温度为16.7MPa(a)/

537℃/537℃，额定背压为 3.2kPa（a）（供热）/5.46（冷凝）kPa(a)，保证热耗 5857（供热）kJ/(kW・h)/7983（冷凝）kJ/(kW・h)，额定抽汽压力为 0.249～0.686MPa（a），额定抽汽量为 620～520t/h，由东方汽轮机有限公司制造；发电机为水氢氢冷却汽轮发电机，三机励磁系统，铭牌功率为 300MW，额定容量为 353MV・A，由东方电机有限公司制造。

六期工程锅炉为亚临界、一次中间再热、四角切圆燃烧方式、平衡通风、固态排渣、全钢悬吊结构、Ⅱ型紧身封闭布置、自然循环锅筒锅炉，BMCR 工况下主蒸汽流量为 1025t/h、主蒸汽压力/主蒸汽温度/再热蒸汽温度为 18.2MPa（g）/540℃/540℃，额定工况保证效率（LHV）92%，由东方锅炉股份有限公司制造；汽轮机为亚临界、一次中间再热、抽汽凝汽式、三缸两排汽汽轮机，二次循环冷却，额定功率为 300MW，额定主蒸汽压力/主蒸汽温度/再热蒸汽温度为 16.7MPa（a）/537℃/537℃，额定背压为 4.9kPa（a）（供热）、5.39kPa(a)（冷凝），保证热耗 5824kJ/(kW・h)（供热）、7836kJ/(kW・h)（冷凝），额定抽汽压力为 1.37/0.785MPa（a），额定抽汽量为 120/250t/h，由东方汽轮机有限公司制造；发电机为水氢氢冷却汽轮发电机，铭牌功率为 300MW，额定容量为 353MV・A，由东方电机有限公司制造。

五期和六期工程总平面采用 220kV 配电装置-主厂房-储煤场三列式布置格局。五期厂区占地面积为 35hm²，六期厂区占地面积为 23.3hm²。

五期工程主厂房采用汽机房-除氧间-锅炉房-煤仓间外煤仓四列式布置格局，主厂房长度为 199.2m，A 排距烟囱中心线 188.6m；六期工程采用汽机房-除氧间-煤仓间-锅炉房内煤仓四列式布置格局，主厂房长度为 165.2m，A 排距烟囱中心线 185m。五、六期工程均采用"两机一控"，集控楼布置在两台炉之间，两炉合用一座烟囱；主厂房为钢筋混凝土结构，运转层标高 12.6m。

五期和六期工程给水系统配置 3×50%容量电动调速给水泵；凝结水系统采用 3×50%容量立式凝结水泵。五期采用带安全功能容量为 100%BMCR 的高、低压旁路系统；六期旁路系统采用 40%BMCR 容量高、低压两级串联旁路系统。

五期和六期工程烟风系统采用 2×50%容量动叶可调轴流式送风机和离心式一次风机，2×50%容量静叶可调轴流式引风机。制粉系统五期采用冷一次风正压直吹式制粉系统，配置 5 台中速磨煤机；六期采用钢球磨煤机中间储仓制热风送粉系统，配置 4 台钢球磨煤机和离心式排粉风机。

五期采用二次换热系统，供/回水温度为 150℃/70℃，供热面积为 1000 万 m²；六期提供工业用汽 500t/h。

五期和六期工程火电厂电气主接线系统采用发电机-变压器组单元接线，接入厂内 220kV 配电装置，220kV 出线接入厂外变电站。

机组采用炉、机、电采用集中控制方式，每台机组设 1 套分散控制系统（DCS）。

运行情况　五期和六期工程主要设计指标和 2010 年运行技术指标见表。

设计值及 2010 年运行技术指标

项　目	设计值	11 号机组	12 号机组	13 号机组	14 号机组
发电标准煤耗率 [g/(kW・h)]	285	282.22	308.3	288.82	289.47
供电标准煤耗率 [g/(kW・h)]	314	308.99	338.38	320.03	321.6
厂用电率（%）	9.28	8.66	8.89	9.75	9.99
利用小时（h）	6000	7419	2939	5745	4451
供热标准煤耗率 (kg/GJ)	45.73	45.61	43.39	37.38	39.29
供热厂用电率 (kW・h/GJ)	12.8	12.97	12.97	9.52	10.31

tanhuanggang

弹簧钢　（spring steel）　制造弹簧或类似性能零件的钢的总称，是钢按用途分类的名称。由于长期在周期应力下工作并需承受冲击、震动等动荷载，因此要求具有高的弹性极限和疲劳极限，足够的塑性和韧性，一定的冷热加工性能和淬透性等。弹簧钢表面质量（脱碳层、表面缺陷等）对弹簧使用寿命有很大影响。按生产方法弹簧钢分为热轧弹簧钢和冷拉（轧）弹簧钢，按化学成分可分为碳素弹簧钢和合金弹簧钢。

热轧弹簧钢　有圆钢、方钢和扁钢，用来制造截面较大的弹簧。采用热加工成型、经淬火和回火处理，并可用喷丸处理改善弹簧的表面质量以提高其抗疲劳性能。

冷拉（轧）弹簧钢　包括冷轧弹簧钢丝和钢带，经热处理和冷拉强化，成品钢性能可达标准的高弹性极限要求，用于小截面（小于 12～15mm²）的弹簧。冷拉钢丝冷卷成弹簧后，可进行消除应力回火。

碳素弹簧钢　含碳量为 0.6%～0.9%（如 65、70、75、85 等钢号），其抗疲劳性能并不低于合金弹簧钢，唯淬透性和屈服强度较低，仅宜用于小截面弹簧。

合金弹簧钢　含碳量为 0.45%～0.75%，含有锰、硅、铬、钼、钨、钒、硼等元素，以达到高的淬透性和弹性极限，或高耐热性的要求。主要有含锰弹簧钢（65Mn）、含铬弹簧钢（50CrMn、50CrVA 及 4Cr13 等）、硅锰弹簧钢（55Si2Mn、60Si2Mn、60Si2MnA、70Si3MnA 等）、含钨弹簧钢（如 60Si2MnWA 及 30W4Cr2VA 等）和含硼弹簧钢（55SiMnVB）等。

火电厂主蒸汽管道支吊架弹簧可用合金弹簧钢 60Si2Mn（300℃以下），阀门等较高温度的弹簧可用较高抗回火稳定性的钢，如 50CrVA（400℃以下）、30W4Cr2VA（500℃以下）、4Cr13（450℃以下）等。

Tanpa IGCC Shifan Dianchang

坦帕 IGCC 示范电厂　（Tampa IGCC Demonstration Power Plant）　坦帕电力公司（TEC）所属普克（Polk）电厂的 1 号 IGCC 示范机组（净功率 250MW），位于美国佛罗里达州中部普克县境内，是美国能源部洁净煤技术示范计划

(CCTP) 1989 年第三轮招标选定的项目。

建设概况　1992 年 7 月，坦帕电力公司作为业主与美国能源部签订协议，建设 IGCC 示范机组。1994 年 11 月破土动工，1996 年 9 月燃气轮机首次燃用煤气运行，1996 年 9 月 30 日开始进入商业运行；根据与美国能源部的合同，前 5 年为示范运行期。

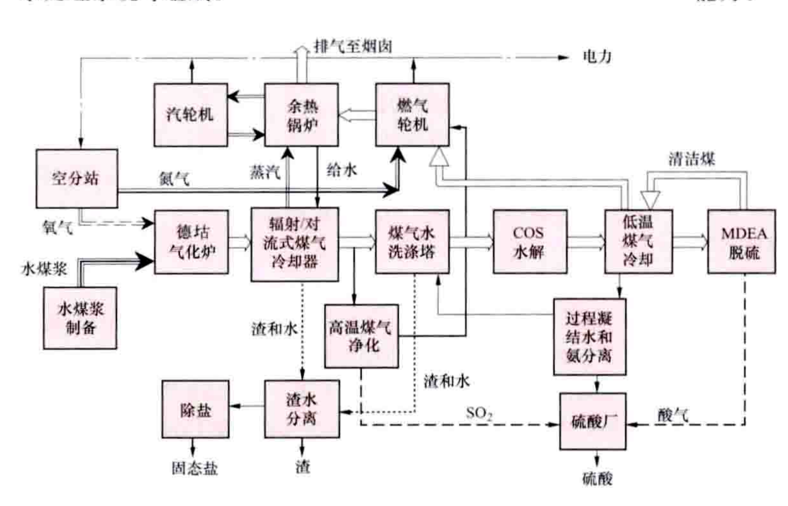
电厂实际建成的工程造价为 5.06 亿美元，其中美国能源部资助 1.42 亿美元。按净出力计算，单位造价为 2024 美元/kW。

厂址条件　厂址位于坦帕市东南 45 英里一个废弃磷矿区内，总面积 17.6km²，其中约 1/3 面积经改造后作为电厂用地，包括一个 3.44km² 的冷却水池。其余2/3区域需经改造后回归自然。

设计指标　设计煤种为 Pittsburgh 8 号煤。收到基的质量百分比如下：碳 73.76%、氢 4.72%、氧 4.96%、氮 1.39%、氯 0.1%、硫 2.45%、水分 4.74%、灰 7.88%，高位发热量为 30 912kJ/kg。

燃气轮机功率为 192MW，汽轮机功率为 121MW，厂用电耗为 63MW，净功率 250MW，厂用电率 20.13%，净效率 40.1%（HHV）。冷煤气净化脱硫率 96%，热煤气净化脱硫率 98%，SO_2 排放 90.4mg/MJ，NO_x 排放 116.2mg/MJ。

热力系统和工作过程　机组工艺流程见图，主要由气化系统、煤气净化系统、空分系统、联合循环系统、灰渣及废水处理系统等组成。



坦帕 IGCC 示范电厂工艺流程示意图

(1) 气化系统。配置一台德士古（Texaco）气化炉，属水煤浆进料氧气下吹式气流床气化。气化能力 2400t/d，水煤浆浓度 68%，氧气纯度 95%。炉内气化压力 2.8～3.0MPa，温度约为 1482℃。粗煤气主要成分为 H_2、CO、CO_2 和水蒸气，燃料中的硫转化成 H_2S 和 COS。煤中所含灰分在气化过程中熔融成液态渣。高温煤气向下流动进入辐射式煤气冷却器，煤气温度降到约 700℃，煤气中的熔融渣在底部水室中淬冷成玻璃状渣。煤气继而进入两个并联的对流式煤气冷却器继续冷却到 480℃。煤气显热得到回收，产生 10.4MPa 的饱和蒸汽。气化炉和辐射式煤气冷却器做成一体，外壳直径 5.185m，高 39.345m，总重约 900t，气化炉炉膛用耐火砖衬里。

(2) 煤气净化系统。经过对流式冷却器的煤气分两路进入煤气净化系统，清除煤气中的固体颗粒、硫化物、碱金属盐和卤化物等有害物质，以保护燃气轮机并使排气满足环境法规的要求。设置了高温和常温两套煤气净化系统。

高温煤气净化系统是一套 10% 容量的工业示范装置，采用美国 GE 环保公司研究开发的脉动式移动床高温脱硫技术。工作温度 482～538℃，用钛锌脱硫剂吸收 H_2S，生成浓度约 13%的 SO_2，送往硫酸厂，脱硫率为 98%。净化后煤气中 H_2S 和 COS 体积分数不超过 30×10^{-6}。吸收剂可再生利用。

90%的粗煤气进入常温煤气净化系统，高温煤气净化系统停运时，该系统能处理 100%的粗煤气。常温煤气净化采用文丘里洗涤器湿法除尘和 MDEA 法脱硫，原设计没有采用水解器将 COS 转化为 H_2S，脱硫率为 96%。实际运行中气化炉产生的 COS 量比预计的要高，煤中总含硫量的 4%转化成 COS，为了能气化价格较低但含硫量较高的煤，又满足 SO_2 排放要求，决定在煤气净化系统中加装 COS 水解器，并于 1999 年 8 月 30 日调试成功投入运行。

(3) 空分系统。配置了一套完全独立的高压空分系统，空气由独立的空气压缩机供给。空分站日产 2100t 纯度为 95%的氧气和 6300t 纯度为 98%的氮气。氧气除供气化炉用外，还供给硫酸厂。氮气经压缩并加热后回注到燃气轮机燃烧室，既可降低 NO_x 的生成，又可增大燃气轮机做功能力。

(4) 联合循环系统。燃气轮机为 MS7001F 型，燃用合成煤气时初温为 1260℃，额定功率为 192MW。燃气轮机排气进入一台三压自然循环余热锅炉，煤气冷却系统产生的高压饱和蒸汽在余热锅炉加热成过热蒸汽，驱动一台主蒸汽参数为 10MPa/538℃/538℃的再热式汽轮机。

(5) 灰渣及废水处理系统。积存在辐射式煤气冷却器底部水室中的灰渣，通过一个锁斗装置周期性地排入沉淀池中，锁斗装置约每半小时开启一次。粗渣在沉淀池中分离并被捞出送往灰渣场。含有细渣的水被泵送到细渣—水分离系统，首先通过一个沉降池，使细渣得到浓缩，然后用一台旋转鼓式真空过滤器，将细渣分离出来送往灰渣场。

煤气携带的细灰，在洗涤塔中除去。含有细渣的水连续送往细渣-水分离系统。分离后的水回到系统中重复使用，实现了废水“零”排放。

电厂的主控制系统为 Bailey Infi-90 分散控制系统（DCS），直接和燃气轮机的 GE MarkⅤ、汽轮机的 GE Mark Ⅴ和气化炉的 Triconex 气化炉安全系统进行联络。

调试运行情况　1996 年 4 月 24 日燃气轮机首次起动，开始烧油调试，1996 年 7 月 19 日气化炉首次生产出煤气，1996 年 9 月 12 日燃气轮机首次燃用煤气运行，1996 年 9 月 30 日进入商业运行，开始 5 年的示范运行期。根据 2006 年的统计数据，1997～2001 年，IGCC 电厂可用率在 46%～78%之间，2002～2004 年的可用率在 62%～82%之间。

空分系统性能良好，满负荷时耗功约 50～55MW，比预计的多 1～2MW。系统没有配置备用液态氧气储存设备，曾

因外部原因使空分装置停运而造成气化炉停运。

气化炉调试和运行中均很可靠。早期耐火砖寿命较短，但2006年数据显示耐火砖寿命已达3年。辐射式煤气冷却器（RSC）和对流式煤气冷却器（CSC）运行正常，污垢系数仅为设计值的1/3～1/4。

位于对流式煤气冷却器后面的两个用粗煤气加热洁净煤气和回注用氮气的气-气热交换器，在调试阶段即出现过灰渣堵塞现象。在停用清理的过程中，沉积的灰渣吸收空气中的水分，对管子造成严重腐蚀。在1996年8月～1997年5月的运行中，多次因管子泄漏而停炉，并造成燃气轮机的损伤。最终拆除了气-气热交换器及清洁煤气预热器，改用蒸汽来预热清洁煤气。

在调试阶段，生成灰渣量较多时，锁斗、辐射式煤气冷却器底部水室、洗涤塔等均发生过不同程度的堵塞。细渣分离系统问题较多，由于碳转化率比预计的略低，细渣含量较高，为减少细渣量，通过降低水煤浆浓度、提高O/C比，以保证在较低的气化温度下获得较高的碳转化率。但这样做的结果增加了机组热耗，并使空分装置一直在满负荷甚至超负荷工况下运行。

燃气轮机燃用煤气时达到了设计出力192MW。

采用氮气回注，增设氮气饱和器，进一步降低NO_x排放浓度，从51.25mg/m³（25×10^{-6}）降低到30.75mg/m³（15×10^{-6}），以满足地方环保要求。

运行过程中进行了不同煤种试验。共试验过20余种燃料，包括煤、混煤、煤和石油焦、煤和石油焦及生物质等的混合物，气化系统对燃料的适应性良好。气化劣质燃料时，机组效率会降低。

控制系统性能良好，但要求的技术水平也比预计的高。调试中削减报警数，对某些部分的控制逻辑进行了改进，如全厂负荷控制、燃气轮机燃料切换等。与常规电厂相比，IGCC的系统整体化程度高，负荷调节比较困难。负荷调节涉及煤气和氧气的压力调节，气化炉、空分站、燃气轮机、汽轮机的负荷调节等。由于各相关系统的时间常数普遍偏大且互不协调，因而不可能通过全厂负荷控制系统进行大幅度的负荷调节。

在第一年的商业运行中，气化了Pittsburgh 8号煤和Kentucky 11号煤，并进行了性能测定，主要性能见下表。

燃用两种煤时的机组性能

参　　数	Pittsburgh 8号	Kentucky 11号
气化煤量（t/d，干煤）	2012	2120
燃气轮机毛功率（MW）	190.1	187.9
汽轮机毛功率（MW）	125.2	124.2
合计毛功率（MW）	315.3	312.2
电厂净功率（MW）	248.5	247.0
热耗率[kJ/(kW·h)，HHV]	9864.8	9970.3
净热效率（%，HHV）	36.5	36.11

上述性能是在拆除了气-气热交换器的条件下测定的。为了防止细粉分离器堵塞并得到耐火砖最长的使用寿命，试验时水煤浆浓度用得比较低，同时将气化炉温度控制得尽量低，因而，相应的试验热耗率较高。业主方曾计划优化各系统及其运行，改善机组热效率，使其达到设计热耗9073.5kJ/(kW·h)（HHV），但未见进一步的报道。

2009年，坦帕电力公司和美国能源部签订协议，与美国三角洲国际研究院（Research Triangle Institute International）合作进行50MW中温（大于或等于232℃）煤气净化系统设计、建设、运行，并进行CO_2捕获及处理的示范，在IGCC中用采用常规技术捕获和处理CO_2，计划于2015年完成。

tansugang

碳素钢　（carbon steel）　含碳量少于1.35%并含有限量的锰、硅、磷、硫等杂质元素和微量残存元素的铁碳合金。碳素钢中碳含量是决定钢性能和用途的主要因素。碳素钢产量在各国钢产量中均占80%左右。

碳素钢按化学成分可分为低碳钢、中碳钢、高碳钢；按钢的品质分为普通碳素钢、优质碳素钢和特殊质量碳素钢；按用途则分为碳素结构钢和碳素工具钢等。

碳素结构钢　各国最大量使用的钢种，有不同的钢号标号方法。GB/T 700—2006《碳素结构钢》中将其以规定的最低屈服强度值（MPa）及质量等级分为Q195，Q215A和B级，Q235A、B、C、D级，Q275A、B、C、D级等4个钢号共11个等级。

将硫、磷等含量较碳素结构钢低称为优质碳素结构钢，包括正常含锰量（0.25%～0.80%）和较高含锰量（0.70%～1.20%）两类，GB/T 699《优质碳素结构钢》中列出08F、10F、15F，08、10-85，15Mn、20Mn-70Mn计31个牌号。优质碳素结构钢广泛用于火电机组中温度不超过400℃（有的可达450℃）的金属构件。

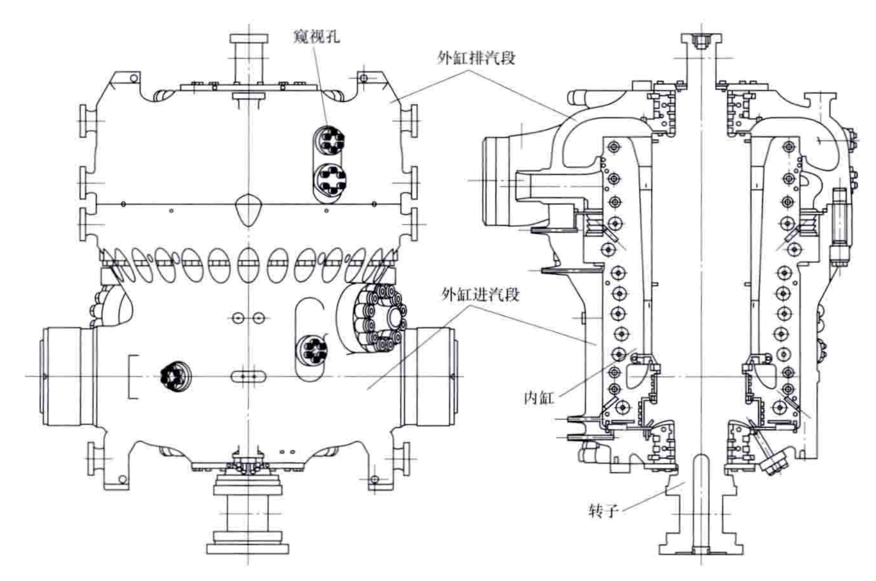
碳素工具钢　含碳为0.65%～1.35%，为高碳钢，属特殊质量碳素钢。经热处理后有高的硬度和耐磨性，用于制造常温下使用的工具、刃具和量具等。

taozhuang qigang

套装汽缸　（sleeve casing）　将组装有转子的内缸整体套装在圆筒状的外缸里的结构形式。传统汽缸的内缸和外缸均采用水平中分面分为上、下两半，而套装汽缸的外缸采用圆桶型结构，由垂直径向中分面分为进汽缸和排汽缸，轴向结合（结构见图）。外缸整体铸造，整个周向壁厚旋转对称，无需局部加厚；内缸由静叶持环组成，以垂直纵向平分面分为左、右两半。内、外缸均采用轴对称设计，结构紧凑，避免了不利的材料集中、非对称变形和局部热应力，使得机组在起动、停机或快速变负荷时缸体的温度梯度很小。（见汽轮机汽缸）

套装汽缸一般的检修周期为96 000h，为了能够检查叶片，在汽缸上设有窥视孔，可以用内窥镜检查叶片而无需开缸。套装汽缸的组装及检修在轴系垂直位置进行。检修时需要解除与外缸连接的所有设备、管路附件，将包含内缸、转子的外缸整体水平吊离，放置在专用支架上，翻转至排汽缸向上的垂直状态，拆除排汽缸。将内缸（内含转子）垂直向上从外缸进汽段内拔出后，再将内缸旋转至水平位置，放置在专用支架上，内缸与转子需分别独自支撑。解体内缸取出转子，进行转子、汽缸及内部组件的检修。

套装汽缸在检修时需注意：①汽缸翻转、搬运时，将转子与缸体相对固定，避免转子与内缸发生碰撞；②外缸的解



套装汽缸结构示意图

体、内缸的套装在专用的支架上进行，保持汽缸垂直状态；③在水平位置解体内缸时，内缸与转子分别独立支撑，拆除内缸与转子间的固定措施前，调整内缸与转子的中心标高一致；④检修结束，转子、内缸、外缸组装到位后，必须做汽缸的擦碰试验，调整上下、左右的径向最小间隙及前后的轴向最小间隙符合要求。

tiwai zaisheng xitong

体外再生系统

(external regeneration system) 离子交换混床运行失效后，将树脂由交换器排出，输送到再生装置内进行阴、阳树脂分离和再生的工艺系统。

凝结水处理离子交换混床一般采用高流速（达 120m/h）运行方式。因此交换器床层高度与直径之比较小，内部结构力求简化，以减少水流阻力。而再生过程则要求树脂与再生剂溶液（再生液）有足够的接触时间，再生液流速远低于运行流速，且要求流量分布均匀。因此高速混床宜采用体外再生方式。同时，体外再生系统可有效地进行阴、阳离子交换树脂的彻底分离，防止树脂交叉污染，这是保证混床出水水质的重要条件。此外，体外再生系统还可避免再生酸碱溶液漏入凝结水中的意外事故。

凝结水处理装置的体外再生系统及树脂分离技术，归纳起来有高塔分离法、锥体分离法、惰性树脂法、中间混脂抽出法、八步再生法等方法。

高塔分离法　该法采用专门设置的分离塔（见图 1）。分离塔具有下列优点：①反洗时有均匀的柱状流动；②反洗、沉降及输送树脂时，将内部扰动减到最小（因为分离塔内没有会引起扰动的中间集管装置）；③将分离塔的横截面尽可能地减小，以优化塔的高度与直径的比例，使树脂交叉污染区容积减到最小；④由于分离塔下部为细长筒体，因而能使阴、阳树脂界面上下有近 1m 高度的隔离树脂层留在分离塔中，保证阴、阳树脂的彻底分离。

锥体分离法　该方法的阴、阳树脂反洗分层在一个特殊设计的“锥体分离”罐中进行（见图 2）。

树脂分层后，将水引入罐的底部，依靠水力将位于罐体下部的阳树脂通过输送管送向阳树脂再生罐，在输送进行过程中，阳树脂和阴树脂的交界面沿着罐体平稳地下降，并随锥底的截面不断缩小，最终连交界面的树脂也进入到输送管中。在输送管道中，装有导电度表和光度计，以感知阳树脂的输送终点。

惰性树脂法　采用比重介于阴树脂和阳树脂之间的惰性树脂（即不带交换基团的白球），使混床树脂在树脂分离兼阳树脂再生罐内反洗分层时，在阴、阳树脂界面之间形成一个中间隔离层，以此改善阴、阳树脂的分离效果，而后将上部阴树脂送到阴树脂再生罐，中间的惰性树脂层连同上下界面的少许阴树脂及阳树脂一起抽出输送到惰性树脂罐。

中间混脂抽出法　即经反洗分层后，将上部阴树脂层从位于阴、阳树脂界面上方一定距离处输出口抽出，输送到阴树脂再生罐，然后再将树脂界面上下的阴树脂和阳树脂从位于界面下方的输出口一同输送到混脂罐，留下的阳树脂在树脂分离兼阳树脂再生罐内进行再生。

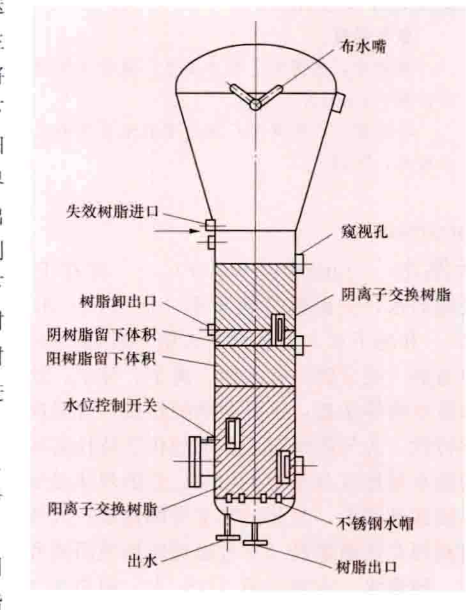


图 1　“高塔分离”法分离塔示意图

八步再生法　其再生步骤分为 8 步。

(1) 在阴再生塔/树脂分离塔中接受失效混床的阳、阴树脂（输送完毕后，混床内树脂的残余率可小于 0.1%）。

(2) 将储存在阳再生塔/树脂储存塔中已再生好的阳、阴混合树脂输送至上述混床。

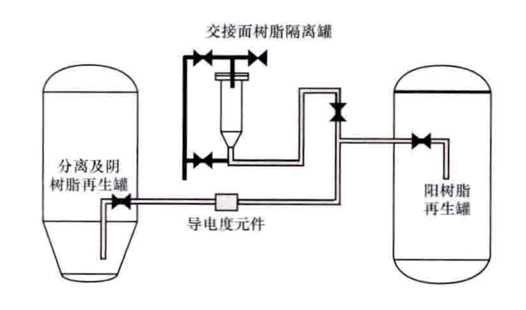


图 2　“锥体分离”系统

(3) 在阴再生塔/树脂分离塔中将失效的阳、阴混合树脂进行空气擦洗、洗涤和水力分层。

(4) 阳树脂从阴再生塔/树脂分离塔底部送至阳再生塔/树脂储存塔，直到阴、阳树脂交界面为止（用树脂探头检测）。

(5) 阴、阳树脂分别在阴再生塔和阳再生塔中再生，且阴树脂按需要可在阴再生塔中再进行“浮选”，以使阴树脂中的阳树脂交叉污染率小于0.1%。

(6) 阴树脂在阴再生塔中进行沉降之后，阴、阳树脂分别在各自再生塔中被进行清洗。

(7) 再生好的阴树脂被输送至阳再生塔，少量的阴树脂留在阴再生塔内底部的阳树脂上面。

(8) 阴、阳树脂在阳再生塔/树脂储存塔中经空气混合后用水正洗，正洗合格后的阴、阳混合树脂被储存在树脂储存塔中作备用；阳树脂输送管路中的树脂被反冲至树脂分离塔内。

对凝结水除盐系统中的体外再生装置，可两台机组合用一套。体外再生装置组成的型式及对离子交换树脂分离的要求，宜根据混合离子交换器运行方式确定。中国火电厂凝结水处理混床失效树脂的分离95%以上的系统采用的是高塔分离法，其次有部分火电厂采用的是锥体分离法，其他几种分离法已很少使用。

参考书目

韩隶传，汪德良．热力发电厂凝结水处理．北京：中国电力出版社，2010.

李培元．火力发电厂水处理及水质控制．北京：中国电力出版社，2008.

tianranshui

天然水 (natural water)

存在于自然界未经人工处理的水，主要包括地表水［河（江）水、湖泊水（水库水）］和地下水。天然水是火电厂使用的主要水源。天然水中溶解（或分散）有气体、离子、分子、胶体物质、有机物和悬浮物等杂质，这些杂质的性质、含量决定了天然水的化学特性。大气降水对天然水的化学特性有较大的影响。中国的降水量地区分布很不均匀，总的规律是从东南沿海到西北内陆逐渐减少，西北内陆水资源短缺。天然水的含盐量从东南到西北逐渐增高（不考虑特殊地质因素和海水的影响）。

地表水 主要是河（江）水、湖泊水（水库水）。

河水 溶解的物质除气体外，主要有钙、镁、钠的重碳酸盐、硫酸盐、氯化物和少量硅酸化合物等。河水含盐量以矿化度表示可大致分为四级：①小于200mg/L为弱矿化；②200～500mg/L为中矿化；③500～1000mg/L为强矿化；④大于1000mg/L为高矿化。中国的河水多为重碳酸盐为主的中矿化和弱矿化水，西北内陆和内蒙古自治区等地区也有强矿化和高矿化水。随着河水含盐量的增加，河水的化学成分组成发生变化：①硬度/碱度比值增大，从只有碳酸盐硬度的水转变为也有非碳酸盐硬度，有的非碳酸盐硬度大于碳酸盐硬度。②钠/Σ阳离子比值增大，重碳酸根/Σ阴离子比值减小，从以重碳酸盐为主的水转变为以硫酸盐和氯化物为主的水。河水因来源，水文气候因素，流域的岩石、土壤、植被条件和人类活动等的差别，不仅使溶解物质的类别和含量发生各种变化，还会使河水中存在较多悬浮物、有机物和对生物有害物质。由于河水不断更新并与河床沉积物的作用时间短，其含盐量一般较湖泊水和地下水低。

湖泊水 溶解的主要化学成分与河水相似。但在干旱或半干旱地区，不仅换流缓慢而且蒸发量超过注入量，化学成分不断浓缩而达到相当高的含盐量，使淡水湖变成咸水湖。在中国，长江下游的湖泊均属淡水湖，青藏高原的湖泊多为咸水湖。咸水湖水的化学成分与淡水湖水相比有很大的差异，不同环境条件下的水质特征各不相同。有的是以重碳酸钠和碳酸钠为主，有的是以硫酸钠和氯化钠为主。湖泊本身的形态、大小和湖泊内生物的活动过程，以及缓慢的水交替使湖泊垂直方向上化学成分分布不均等，都会影响到湖泊水水质；这些都是不同于河水的特征。水库是人工湖泊，它的水化学特征与湖泊比较相近。

地下水 火电厂使用的主要是中层地下水，存在于地表以下岩石的孔隙、裂缝和洞穴中。其溶解的主要化学成分与河水近似，但悬浮物、有机物和溶解氧少，二氧化碳、二氧化硅较多。中国的地下水多为重碳酸盐为主的水，含盐量较地表水高，强酸阴离子含量较多，按地表水矿化度分级标准，中矿化水最多，强矿化和高矿化水的比例较地表水大得多。随着地下水含盐量的增加，一般情况下，其化学成分组成的变化规律与地表水相近。但当含盐量高达1000mg/L左右时出现两种情况，一是硬度/碱度比值很大（如6左右）；另一种是硬度/碱度比值很小（如小于0.2）。影响地下水水质的主要因素有：水文气候，补给来源，土壤、岩石的成分和渗透性，埋藏深度；一般地区差异很大。

中国的天然水用作火电厂高参数大机组锅炉补给水的水处理特征可概括为：①地表水：大部分水的悬浮物大于50mg/L（有些在1000mg/L以上），化学需氧量较大，为此，在预处理中必须有混凝澄清过程。②地下水：所含悬浮物甚少，只需过滤处理。③采用强矿化和高矿化天然水的火电厂日益增多。以前，对于含盐量低于500mg/L的水，多采用离子交换除盐；近年来，随着反渗透技术的日臻成熟，大多数水质均可采用反渗透预除盐技术。

需要说明的是，海水是滨海电厂的重要水源。从水体划分来讲，海水不属于天然水体，而是属于海洋水体。海水的溶解组分含量约35g/L，是一种中等浓度的电解质水溶液。其中钠和氯离子约30g/L，镁和硫酸根约4g/L，钙、钾和重碳酸根等含量甚少。此外，还含有悬浮物、有机物和气体等。

tiaofeng yunxing

调峰运行 (peak and cyclic load operation)

机组承担电网调峰任务的特殊运行方式。调峰是指承担电网负荷曲线中最低负荷到最高负荷之间的负荷调节任务。这部分曲线又可按平均负荷线分为尖峰负荷与中间负荷两部分。电网尖峰负荷通常应由坝库式水电机组、抽水蓄能机组、燃气轮机组、柴油发电机组和中小型火电机组承担，它们具有起停迅速、运行灵活性大等特点；电网中间负荷主要由大中型容量火电机组承担，但由于电网负荷峰谷差逐渐增大，同时普遍缺少带尖峰负荷的机组，所以一般电网的尖峰负荷和中间负荷都由火电机组承担。即要求大型火电机组应具备调峰能力，承担调峰负荷。火电机组调峰常采用两班制运行、夜间低负荷运行和周末停运等运行方式。

两班制运行 机组白天运行，夜间低谷时停运8～10h，

清晨热态起动。采用两班制调峰运行方式的机组应具备三个条件：①机组起停损失小，机组停运较低负荷运行经济；②机组起停迅速，能够保证在停运8h内顺利起动；③机组具有一定的自动化程度，运行人员起停操作工作量不过于繁重。

两班制运行，机组频繁起停，将引起机组部件低频疲劳损伤。为了控制这种损伤在最低程度，应尽可能维持机组在运行、停机、起动、恢复运行全过程中温度变化量最小，以及蒸汽温度与金属温度有较好的匹配。在实际起动操作中，初期锅炉蒸汽温度往往达不到应有水平，而造成蒸汽温度低于汽缸、转子金属温度，部件表面被冷却，产生拉伸应力。以后随着蒸汽温度的上升，当蒸汽温度高于金属温度时，金属表面首先被加热而产生压缩应力。这种交变应力对设备非常不利，通常规定两班制运行热态起停，设备低频疲劳损伤指数应控制在0.02%以下。经验认为蒸汽温度低于金属温度在80℃以内，可以不考虑疲劳损伤。

夜间低负荷运行　机组白天基本上带高负荷运行，深夜负荷低谷时降低负荷运行。采用该调峰运行方式的机组应具有负荷快速变化（每分钟5%～10%额定负荷）的适应能力，低负荷运行稳定性好，并能保持较高的热效率。

不同类型的机组，允许的最低负荷也不同，一般取决于锅炉。锅炉最低稳定运行负荷，主要取决于锅炉型式、使用的燃料和辅机性能（见锅炉最低稳燃负荷）。汽轮机一般可以带20%～30%额定负荷稳定运行。但在低负荷运行时要加强对机组振动、胀差、排汽缸温度的监视。对于采用低负荷运行调峰方式的汽轮机，主要考虑低负荷运行热效率降低和频繁快速增减负荷引起汽缸、转子低频疲劳损伤。汽轮机变压运行，各级蒸汽温度随负荷变化很小，同样的低频疲劳损伤指标，可允许有较快的增减负荷速度。另外对于配有变速给水泵的汽轮机组，在低负荷运行时具有较好的热效率，通常与定压运行比较，运行效率可改善2%～3%。因此，带中间负荷的调峰机组通常设计为变压运行方式，采用较广的是定-滑-定复合变压运行方式（见变压运行），这种负荷调节方式可在整个负荷范围，保持较高的运行效率和较好的负荷适应性。

有些母管制中小机组，在夜间负荷低谷时，采用少蒸汽无负荷运行方式。这时机组仍并于电网，汽轮机通入少量蒸汽进行冷却，发电机转为电动机方式运行，带无功负荷，所以也称为调相运行。当负荷升高时机组转为正常运行方式，接带负荷。

周末停运　电网负荷一般在周末时比较低，为此要求机组周末停运，周一起动。该类机组应具有较好的起动特性和较高的运行经济性。

tiaojiefa

调节阀

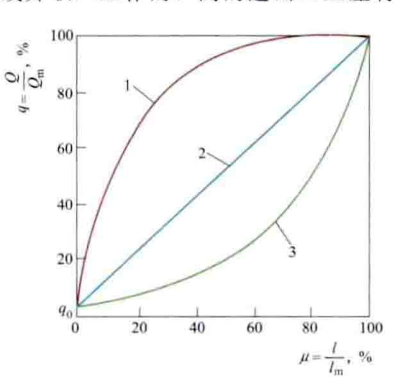
（control valve）　按照控制系统发出的控制信号，通过执行机构改变阀门内部节流件的位置，从而调节流体流量的阀门装置。在控制系统中，调节阀由执行机构驱动，是系统中的终端元件。

调节阀的流量特性　阀杆的行程（直线位移或角位移）与通过阀的流体流量之间的关系，常采用它们最大值的百分数来表示。使用中应注意理想流量特性与工作流量特性的差异。

理想流量特性　假定流体没有黏性且不可压缩，当阀的进出口压差不变时的流量特性。几个典型的理想流量特性如图所示：①快开型特性在小开度时流量变化率很大，随着开度的增加，流量很快接近最大值，该类调节阀适用于流量的双位置（开-断）控制；②直线型的相对流量正比于阀杆的相对位移，即在整个行程范围内具有相同的增益（流量随行程变化的变化率）；③等百分比型（也称对数型）的增益与流量成正比，即在小流量时，流量的变化率小，而在大流量时流量的变化率大。理想流量特性取决于调节阀的结构特性（即阀杆行程与阀门流通截面积之间的关系）。

工作流量特性　在实际工作条件下的流量特性。调节阀总是与管道串联（和/或并联）工作的，阀的进出口压差将随流量的改变而改变，而且管道系统的总压差通常也不是常数，此外，流体的黏性和压缩性有时不可忽略。因此，调节阀的工作流量特性不同于它的理想流量特性。

调节阀与管道串联工作时，阀的工作流量特性与理想流量特性的主要差别是在流量较小时流量变化率$\frac{dq}{d\mu}$变快，而在流量较大时流量变化率$\frac{dq}{d\mu}$变慢。因此，直线型调节阀的工作流量特性趋近于快开型；等百分比型调节阀的工作流量特性的部分区域接近于直线型。



调节阀的典型理想流量特性

1—快开型；2—直线型，$q=c\mu+q_0$，$\frac{dq}{d\mu}=c$；3—等百分比型，$q=q_0e^{k\mu}$，$\frac{dq}{d\mu}=kq$

以上各式中$\mu=\frac{l}{l_m}$，为阀杆的相对行程；其中l为阀杆行程，l_m为阀杆的最大行程（对应于阀的最大开度）；$q=\frac{Q}{Q_m}$为相对流量，其中Q为阀杆行程为l时的流量；Q_m为阀杆行程为l_m时的流量；q_0为可调节的最小（相对）流量；c，k为常数；e为自然对数的底（2.718）

当有管道与调节阀并联时，将使调节阀调节流量的范围减小，也减小了阀的增益。

调节阀的选择　除了考虑强度、密封和耐用等方面外，还必须正确选择调节阀的结构形式、流量特性和阀门尺寸等，其中特别应注意流量特性是否符合调节要求。

调节阀与气动薄膜执行机构配套使用时，有气开式和气关式两种，应根据生产安全要求来选用。如气源中断，调节阀处于全开位置较为安全时，则选用气关式，反之选用气开式。

调节阀应该在较大的行程范围内有效地改变流量，因此，当调节阀全开时阀进出口压差与管道总压差之比$s \geqslant 0.3$时，可以采用直线型（也可采用等百分比型）；而当$s<0.3$时，宜采用等百分比型。

调节阀的尺寸应根据生产过程要求的流量适当选择。调节阀在工作条件下最大开度的流量应略大于生产过程所需的最大流量，而最小开度时的流量应小于生产过程的最小流量。

此外，调节阀在易于发生气蚀和闪蒸的条件下工作时，在设计阀门时应考虑相应的措施；流体流经调节阀的噪声应

尽可能设法降低，调节阀全关时的泄漏量应限制在允许范围内。

tiaojieji de reli jisuan

调节级的热力计算 (thermodynamic calculation of governing stage) 确定汽轮机调节级通流部分尺寸、叶片型线和配汽机构等，同时确定调节级性能和变工况性能的计算方法。包括调节级的通用特性计算、配汽计算和调节级性能计算。调节级热力计算是整台汽轮机热力计算的组成部分。

通常，调节级是指采用喷嘴调节的汽轮机级，运行时可以调节静叶栅通流面积，用于电站汽轮机的首级和热电联产汽轮机的首级或中压、低压调整抽汽的某一中间级。调节级有单列和双列之分，单列调节级的等熵焓降约 $h_s=70\sim100$kJ/kg，速比 $x_a=0.35\sim0.44$；双列调节级的等熵焓降 $h_s=250\sim500$kJ/kg，$x_a=0.22\sim0.28$。调节级的反动度较小，约为0.05～0.2。

喷嘴调节是把第一级喷嘴隔成几组，每组喷嘴由一个调节阀控制供汽，通过顺序开闭这些调节阀来调节进汽量的调节方式。以有4个调节阀的汽轮机进汽室为例，当打开1或2个阀时，汽轮机发出的功率低于额定功率；当3个阀全开足时，通过总汽量 G_0 可以使汽轮机发出额定功率；当新蒸汽参数降低或背压升高时，第4阀打开，以保证汽轮机仍能发出额定功率。图1所示为有4个调节阀的喷嘴调节工作曲线。压力 p_2 线表示调节级后蒸汽压力随汽轮机流量（即功率）而变化的情况。p_{I}、p_{II}、p_{III} 和 p_{IV} 各曲线表示各调节阀由关闭到开足时各组喷嘴前的压力随进汽量而变化的情况。采用这种调节方式时，通常至多只有最后开启的一个阀的节流较大。因此，喷嘴调节方式在部分负荷时的节流损失比采用节流调节方式小得多。但喷嘴调节方式的缺点是当第1或第1、2个调节阀全开时，调节级前后的压差很大，而且是部分进汽，对调节级叶片的振动强度极为不利。

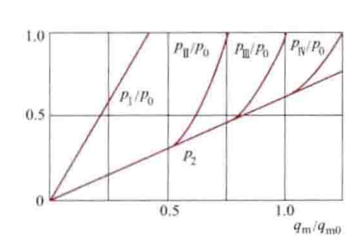


图1 喷嘴调节结构和工作曲线

调节级通用特性计算 计算级的压比 ε、级轮周效率 η_u、反动度 Ω 和特征流量比 μ 之间的关系。计算原理是在调节阀全开时，给定喷嘴后的压力，求出喷嘴组的流量，然后按照连续性方程，求出动叶、导叶和第2列动叶后的参数，进而求出级压比 ε、反动度 Ω 及特征流量比 μ。但当喷嘴后压力降到一定值后，动叶出口汽流速度达到临界值，此后，超声速汽流不会影响到上游的参数；故动叶后压力继续降低时，喷嘴后压力及各状态参数维持不变。

计算得到调节级的通用特征线 $\mu=f_1(\varepsilon)$（见图2），$\Omega=f_2(\varepsilon)$（见图3），$\eta_u=f_3(x_a)$（见图4）。

在提板配汽计算时，给出各阀相继开启时的压损值，即第1阀开启后，当其阀前后压差与阀前压力之比达到某一个值时第2阀开始开启，由此确定阀门的重叠度及修正阀门特性线，并获得相应的线性关系。在凸轮配汽计算时，将凸轮转角与升程的关系作为输入数据。

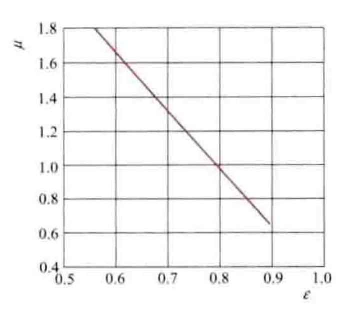


图2 μ随级压比ε变化曲线

配汽计算 分配进入汽轮机进汽量的调节汽阀及其提升机构性能的计算。调节级后压力与流量满足弗留格公式。计算时，给定阀门升程，求出其相对升程；阀前压力已知，假定调节级后压力，然后给定一个阀后压力，根据阀门的类型及阀门特性曲线，求出通过阀门的流量。该流量通过相应的喷嘴组，由调节级特性曲线及给定的级后压力与阀门流量，反求出喷嘴前的压力，计算出的喷嘴前压力与前面给定的阀后压力之差应满足精确度要求；若不满足，则修正阀后压力，重新进行计算直到满足精确度要求为止。依次求出各阀的流量，各阀流量之和即为通过压力级组的流量。对压力级组，按弗留格公式求出调节级后压力，此计算值与前面给定值进行比较，两者之差应满足精确度要求；如不满足，则修正级后压力，重新计算各阀的流量，进行迭代计算直到满足精确度要求为止；依次求出各点值，可得到阀门配汽的计算结果。然后，根据配汽及阀门类型计算各阀的提升力及其合力，求出提升力与升程的关系。

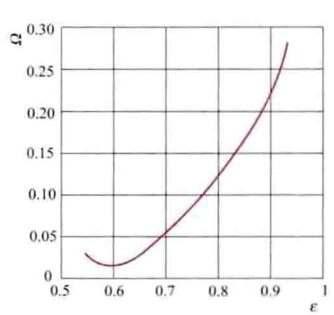


图3 反动度Ω随级压比ε变化曲线

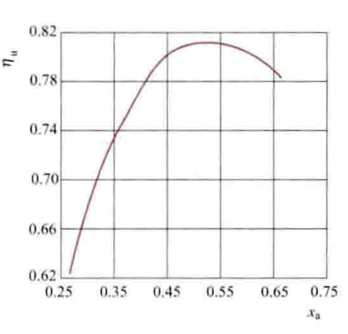


图4 轮周效率 η_u 随速比 x_a 变化曲线

调节级性能计算 在求得各种配汽条件下各阀（喷嘴组）汽流的阀后参数及级后压力之后，可求各阀（喷嘴组）汽流的轮周功和排汽焓，然后计算各项附加损失，包括弧端损失、斥汽损失、摩擦鼓风损失等，得到调节级的内功率，求出各阀（喷嘴组）汽流的混合焓及级内效率。

tiaojie texing

调节特性 (governing characteristics) 汽轮机调节系统的性能。汽轮机调节系统由调速器、传动放大机构、配汽机构组成，综合这些机构的特性即成为汽轮机调节系统的调节特性。调节特性有静态和动态特性两种。

静态特性 表征汽轮机调节系统处在平衡状态下的特性。一般用四象限图（见图1）描述。汽轮机稳定运行，在调节系统的作用下，转速变化与输出功率变化有一定的对应关系，描

绘这种对应关系的曲线称为静态特性曲线。由调速器特性、传动机构特性和配汽机构特性组成，分别绘制在调节系统四象限图中的二、三、四象限中，经过坐标投影，在第一象限获得调节系统静态特性曲线。对静态特性曲线的要求是连续、平滑、向下倾斜和不允许有水平段。为便于机组并网和带稳定负荷，在10%以下和90%以上额定负荷范围内的特性曲线可以陡一些。转速不等率、迟缓率等是调节系统静态特性的主要指标。

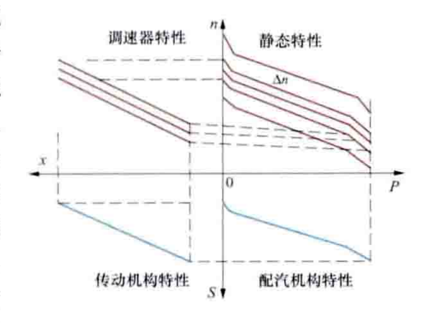


图1　调节系统四象限图

P—机组功率；n—汽轮机转速；x—调速器输出位移或压力；S—油动机输出位移

转速不等率　表征随着转速的降低而功率增加的可调倾斜特性，也称速度变动率，用 δ 表示。调节系统给定值不变，机组功率由零至额定值对应的转速变化 n_1-n_2，以额定转速 n_0 的百分率表示，即为转速不等率，可是 $\delta=[(n_1-n_2)/n_0]\times100\%$。一般要求转速不等率为3%～6%。$\delta$ 过小，机组功率变化比率大，运行稳定性差，但机组参与电网的一次调频能力强；δ 过大，则在机组甩负荷时转速飞升高，易使危急保安器动作，但机组功率变化比率小，运行稳定性好。

在给定的稳态转速和功率下，稳态转速相对于功率的变化率，称局部转速不等率 δ_1 即调节系统特性曲线上在给定功率处的斜率。在某一给定功率下转速变化 Δn 引起的功率变化 ΔP，用额定转速 n_0 和额定功率 P_0 的百分率表示，即局部转速不等率 $\delta_1=(\Delta n/\Delta P)(P_0/n_0)\times100\%$。要求最小值应不小于总的转速不等率 δ 的0.4倍，在0～10%额定功率范围内最大局部转速不等率无一定限制，在90%～100%额定功率范围内平均局部转速不等率不应超过总的转速不等率 δ 的三倍（除最末一个调节汽阀外）。

迟缓率　表征静态特性曲线上行和下行的不重合性，用 ε 表示。由于调速器、传动放大机构和配汽机构等各部件存在有摩擦、间隙等原因，使输入信号与输出信号之间存在迟缓现象。这种迟缓现象作用于调节系统，使在一定转速变化范围内，将不会改变机组的功率。这种功率不变的转速变化范围 Δn，以额定转速 n_0 的百分率表示，即为迟缓率，可是 $\varepsilon=(\Delta n/n_0)\times100\%$。一般要求中小型机组不得大于0.5%～0.2%，大机组不得大于0.1%，对于采用电液型调节系统的大机组应小于0.06%。迟缓率的存在使得静态特性曲线呈一带状。迟缓率过大会使机组并网困难或引起调节系统摆动，故应尽量降低迟缓率。

动态特性　表征调节系统在动作过程中的特性。即调节系统从一个稳定状态过渡到另一稳定状态的过渡过程的特征。一般把汽轮机突然甩去满负荷后的转速飞升状态，表征为汽轮机调节系统的动态特性。对汽轮发电机组而言，其转子运动方程为 $J(d\omega/dt)=M_t-M_g$，式中 J 为转子转动惯量。当汽轮发电机组突然甩额定负荷后发电机转矩 $M_g=0$，汽轮机瞬间以额定转矩 M_{t0} 使转子加速（见图2），在此过程中动态超调量、稳定性是调节系统动态特性的主要指标。

动态超调量　机组甩额定负荷后的转速瞬时最高飞升值 $n_{max}-n_0$，以额定转速 n_0 的百分率表示，则动态超调量 $\varphi=[(n_{max}-n_0)/n_0]\times100\%$。要求甩负荷瞬时最高转速 n_{max} 不得使危急保安器动作。

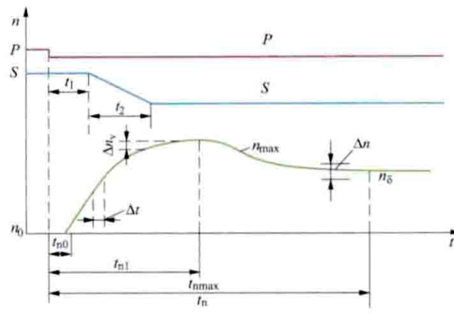


图2　调节系统动态特性曲线

n—转速；S—油动机位移；t—时间

稳定性　调节系统动态过程应能迅速稳定，理想状态为非周期过程，实际多为周期性衰减过程，振荡次数不应超过2～3次，当转速波动的幅值小于（$\delta_{n_0}/20$）时，其所经历的时间为系统稳定时间。机组在电网中并列运行时，由调节系统引起的功率波动 ΔP，不应超过（$1.1\varepsilon/\delta$）P_0。机组在孤立电网单机运行时，由调节系统引起的转速波动 Δn，不应超过 $1.1\varepsilon n_0$。

tiesuti nairegang

铁素体耐热钢

（ferritic heat-resistant steel）　在常温下呈铁素体组织且在高温下不发生奥氏体转变的耐热钢。这类钢常含有较多的铁素体形成元素，如铬、硅、铝等，含铬量一般在13%～27%之间。此类钢具有良好的抗氧化及抗含硫气氛腐蚀的性能，但脆性大，冷加工与焊接性较差。在火电厂设备中主要用于工作温度低于800～1100℃的低荷载并且不受冲击力的构件，如1Cr25Ti钢制锅炉吹灰器等。

美国ASMESA335《高温用无缝铁素体钢管技术条件（Specification for Seamless Ferritic Alloy-Steel Pipe for High-Temperature Service）》中“应用范围”的注1表明：“在本标准中，将Cr含量小于等于10%的低/中合金钢定义为铁素体钢。”所以国内外有些资料也将T/P12、T/P22、T/P91、T/P92等钢称为铁素体耐热钢。

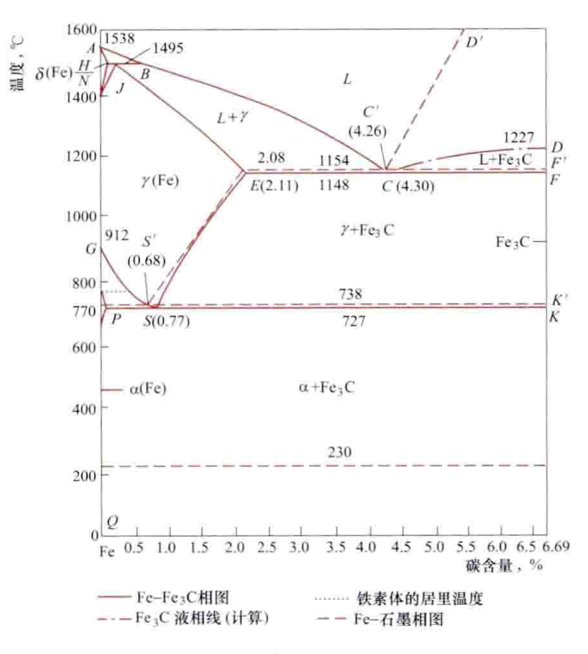
tietan pinghengtu

铁碳平衡图

（iron-carbon equilibrium diagram）　以温度为纵坐标、碳含量为横坐标的图解的方法表示铁、碳组元组成的合金在接近平衡条件（Fe-C）下和亚稳条件（Fe-Fe_3C）下不同温度所显示的相（均一组态和性质的聚集体）与相之间的平衡关系图，也称铁碳相图。铁碳平衡图是研究铁碳合金的基础，应用铁-碳平衡图，可以确定各种成分铁碳合金的组织、性能与温度的关系，也是研究钢铁的成分、组织和性能关系的基础和制定各种热加工工艺的依据。

铁碳平衡图分成以Fe-Fe_3C为组元的亚稳态平衡图与Fe-C（石墨）为组元的稳态平衡图。若把两种图绘在一起，称双线铁碳平衡图（见图）。

Fe-Fe_3C平衡图　铁碳合金在常温下由铁素体与渗碳体



铁碳平衡图

两种基本相组成。含碳量不同，其铁素体与渗碳体相对量也不同，可对铁碳合金性能产生明显的影响。高温态有液相、高温δ固溶体、奥氏体等基本相。在铁碳平衡图中，有单相区、双相区、液相线、固相线，并由三个基本的转变（即包晶、共晶、共析转变）组成。图上各点的符号都是固定的，并有相应的碳含量和温度值。

单相区　有液相区，在 *ABCD* 线以上。高温δ固溶体，又称高温铁素体（简称δ），在 *AHNA* 区域内。奥氏体相区（简称γ或A区）在 *NJESGN* 区域内存在。铁素体区（简称α或F）在 *GPQ* 以左。渗碳体区（Fe_3C）实际上是含碳6.69%的一根垂直线。

相转变　图中以三条水平线表示三个基本的相转变，分别为包晶转变（*HJB* 线，1495℃）、共晶转变（*ECF* 线，1148℃）和共析转变（*PSK* 线，727℃）。*ABCD* 线（称液相线）开始发生液相（L）到固相转变，至 *HJECF* 线（固相线）结束。在 *HJB* 线上发生包晶转变（一个液相加一个固相转变成一个新的固相），即当在 *J* 点成分与温度（1495℃，0.16%C）时，有 L+δ⇔A 反应。从 *B* 到 *E* 的含碳量的 L+A 相区内发生液态到固态转变，从液态析出奥氏体，最后以单一的奥氏体结束。在 *ECD* 线上发生共晶转变（一个液相同时转变为两个固相），即 L⇔A+Fe_3C，在 *C* 点成分与温度（1148℃，4.3%C）下，发生共晶反应，其组织称莱氏体。在 *PSK* 线上发生共析转变（一个固相同时析出两个固相）*A*⇔*F*+Fe_3C，即在 *S* 点成分与温度（727℃，0.8%C）下形成共析反应的组织，称珠光体。当铁素体与渗碳体片层相间时，称片状珠光体。若以铁素体为基、渗碳体呈球状分布其中，称球状珠光体。*CD* 线为金属液体对渗碳体的饱和线，线下液体中析出过饱和的渗碳体，称一次渗碳体。*ES* 线为奥氏体对渗碳体的饱和线，线下奥氏体中析出过饱和渗碳体，称二次渗碳体。*PQ* 线为铁素体对渗碳体的饱和线，线下铁素体中析出过饱和渗碳体称三次渗碳体。*GS* 线为奥氏体对铁素体的饱和线，线下奥氏体中析出过饱和的铁素体。

在铁碳平衡图上，碳含量在 *E* 点（2.11%C）以下的铁-碳合金称钢。*E* 点到 *D* 点碳含量的铁-碳合金，称白口铸铁。白口铸铁以 *C* 点（4.3%C）成分为界，碳含量低于 *C* 点的称亚共晶白口铸铁，高于 *C* 点的称过共晶白口铸铁，*C* 点成分称共晶白口铸铁。以共析成分（0.8%C）为界，碳含量低于 *S* 点（0.8%C）的称亚共析钢，高于 *S* 点的称过共析钢，*S* 点的称共析钢。纯铁分技术纯铁和工业纯铁，工业纯铁实际上含铁量为99.8%～99.9%，其中杂质元素0.1%～0.2%，这些杂质元素包括C、Si、Mn、S、P等。

磁性转变　铁素体在770℃，渗碳体在230℃。在此温度以上为顺磁性，即无磁；在此温度以下为铁磁性，即有磁性。转变发生的温度又称居里点。

Fe-C 平衡图　与 Fe-Fe_3C 相图比较，各项基本转变相同，仅有的差别是析出石墨代替原来的渗碳体，如共晶产物是奥氏体＋石墨，共析产物是铁素体＋石墨，一次、二次、三次渗碳体的析出就相应变为石墨的析出。渗碳体和石墨是性质完全不同的两种相，渗碳体硬而脆，石墨是软而松，在钢铁中石墨的存在可以理解成孔洞的存在。石墨的数量与含碳量有关。石墨的形状有片状、絮状、球状、蠕虫状等，可根据需要用不同的工艺生成不同形状的石墨。其中球状石墨应力集中最小，工业中有广泛应用，如球墨铸铁。

双线铁碳平衡图　两种状态的平衡图绘在一起表示相、成分与温度的关系。实际状态并非单一的亚稳态或稳定态，往往是两种状态并存，如渗碳体和石墨共存，在铸铁中如麻口铸铁的组织有珠光体＋莱氏体＋石墨，以及大部分铸铁都以铁素体＋珠光体＋石墨或珠光体＋石墨状态存在等。在火电厂20号钢中温中压主蒸汽管道长期运行后，其中亚稳态的片状珠光体中的渗碳体分散成点球状的石墨析出，就是一个亚稳态向稳定态组织转变的例子。

参考书目

石德珂．材料科学基础．北京：机械工业出版社，2007.

Tongliao Fadianchang

通辽发电厂　（Tongliao Power Plant）　位于内蒙古自治区通辽市西北郊。电厂分三期建设，其中一期和二期工程（1～4号机组）各装设2×200MW超高压燃褐煤发电机组，采用风扇磨煤机直吹式制粉系统，分别于1985年和1990年相继建成投产。三期工程5号机组安装1×600MW亚临界燃煤直接空冷发电机组，同步建设脱硫设施，于2005年开工，2008年7月投产。三期工程的建成投产，推进了中国大型直接空冷机组国产化进程和规模化发展，达到国际先进水平。发电厂外貌见下图。

工程特点　三期工程锅炉为亚临界参数、控制循环加内螺纹管单炉膛、一次再热、平衡通风、锅炉房紧身封闭、固态排渣、全钢构架、全悬吊结构Ⅱ型锅筒锅炉，最大连续蒸发量（BMCR）工况下主蒸汽流量为2080t/h，主蒸汽压力/主蒸汽温度/再热蒸汽温度为17.5MPa（g）/541℃/541℃，额定工况保证效率（LHV）91.5%，由哈尔滨锅炉厂有限责任公司制造；汽轮机为亚临界、一次中间再热、单轴、三缸四排汽、空冷凝汽式汽轮机，七级非调整回热抽汽，额定功率为600MW，额定主蒸汽压力/主蒸汽温度/再热蒸汽温度为16.7MPa（a）/538℃/538℃，额定背压为



通辽发电厂外貌

14.3kPa (a)，保证热耗 8119kJ/(kW·h)，由哈尔滨汽轮机厂有限责任公司制造；发电机为水氢氢冷却、静态励磁汽轮发电机，铭牌功率为 600MW，额定容量 667MV·A，功率因数为 0.9，由哈尔滨电机厂有限责任公司制造。

总平面采用 500kV 配电装置-空冷岛-主厂房及脱硫设施三列式布置格局，主厂房在二期工程主厂房西侧扩建，主厂房固定端与二期主厂房扩建端向西脱开 72m，二期、三期主厂房 A 排向北错开 102m，输煤栈桥由二期煤仓间引接。厂区占地面积为 24.59hm^2。

空冷岛布置在主厂房 A 排前，平台尺寸为 100.64m×93.5m×45m（长×宽×高），平台下共有直径为 4.2m 的 16 根混凝土柱支撑。平台下主要布置有主变压器、备用变压器和厂用变压器等。

主厂房采用汽机房-除氧间-煤仓间-锅炉房四列式布置格局，A 排距烟囱中心线 218.2m；集控楼布置在锅炉房扩建端，1 座 240m 混凝土防腐型单筒烟囱；主厂房为钢筋混凝土结构，运转层标高 13.7m。

给水系统配置 3×50%容量电动调速给水泵；凝结水系统配置 2×100%容量立式凝结水泵；汽轮机旁路系统采用 30%BMCR 容量高、低压两级串联旁路。

直接空冷系统配备 64 个双排管束冷却单元，总散热面积为 1 650 000m^2；每个单元配备 1 台直径为 9.14m 的变频调速轴流风机；配备 1 台带有除氧功能的排汽装置。

烟风系统采用 2×50%容量静叶可调轴流式引风机，引风机和脱硫增压风机分开设置；2×50%容量动叶可调轴流式送风机和一次风机；制粉系统采用中速磨煤机冷一次风直吹制粉系统，配置 6 台中速磨煤机，是国内首次实现针对高水分褐煤采用新型 MPS 中速磨煤机制粉系统。

电气主接线系统采用发电机-变压器组单元接线，500kV 配电装置采用 3/2 断路器接线方式；发电机出口不设置断路器；主变压器采用三相变压器；中压厂用电采用 10、6kV 二级电压系统。

机组采用炉、机、电集中控制方式，每台机组设 1 套分散控制系统（DCS）。

运行情况　三期工程主要设计指标、性能试验指标及 2010 年运行技术指标见表。

三期工程作为中国首个大型直接空冷国产化示范工程依托项目，研究成果获 2010 年度中国电力科学技术奖一等奖，三期工程获 2010 年度中国优秀工程勘察设计奖金奖。

设计及性能试验/2010 年运行技术指标

项　　目	设计值	5 号机组
发电标准煤耗率 [g/(kW·h)]	305	305.6（热季平均）/304.97
供电标准煤耗率 [g/(kW·h)]	341.5	340（热季平均）/340
厂用电率（含脱硫,%）	10.7	10.03/10.03
利用小时（h）	4400	—/5934.7

tongbu fadianji

同步发电机　(synchronous generator)　由原动机带动以直流励磁的磁极转子旋转，使静止部分的定子绕组感应出交流电动势从而输出电力的交流电机。它是利用电磁感应原理，使机械能转变为电能的旋转机械。它输出的电流频率与转速之比为恒定值。

发展简史　同步发电机最初是单相的，在 19 世纪 80 年代初应用于电气照明；19 世纪 80 年代末三相异步电动机发明后，同步发电机也改为三相。早期的同步发电机由蒸汽机、柴油机、水轮机或燃气轮机驱动，容量都不大；随后汽轮发电机和水轮发电机的单机容量增长很快，在电力工业中得到日益广泛的应用。现在不论是火力发电还是水力发电，中国的主力发电机组单机容量均在 600MW 及以上。

类型　按驱动同步发电机的原动机来分，有汽轮发电机、水轮发电机、柴油发电机等。按转子结构特点分，则有凸极式同步发电机和隐极式同步发电机两种基本类型。由于凸极式的磁极结构简单，中小型同步发电机多数采用凸极式转子；水轮发电机的转速比较低，一般只有每分钟几十转至几百转，极数很多，因此水轮发电机的转子也都采用凸极式结构。汽轮发电机因为转速较高，需把励磁绕组嵌在圆柱形转子表面的线槽里，为隐极式。

工作原理　不同类型的同步发电机的工作原理都是相同的。以水轮发电机为例，水轮发电机的励磁绕组套在凸形磁极的铁芯上，通入直流电流后，产生励磁磁场。当水轮机带动发电机转子旋转时，水轮发电机定子绕组内感应出交流电动势，向负载输出电流做功。

工作特性　正常带对称负载运行时，凸极式同步发电机的工作特性可以采用与隐极式发电机基本相同的方法来分析和计算。但由于凸极与定子间气隙不均匀，凸极式同步发电机的电枢反应磁动势穿过气隙的磁通也就不均匀，因此凸极式同步发电机的电抗在直轴（磁极中心轴线）和交轴（两磁极间的中分线）方向有不同数值（见汽轮发电机电抗）。由于凸极式同步发电机的直轴与交轴的磁阻不相等，电枢反应的旋转磁场对不加励磁的磁极直轴施加吸力而产生附加的电磁力矩，因此凸极式同步发电机的功角特性与隐极式的稍有不同（见汽轮发电机特性曲线、电磁功率），即前者的电磁功率比后者的多了一项附加分量 $P_{em2}=\frac{mU^2}{2}\left(\frac{1}{x_q}-\frac{1}{x_d}\right)\sin2\theta$。式中 m 为相数；U 为每相电枢电压；x_q，x_d 分别为交轴、直轴同步电抗；θ 为功角。

带不对称负载运行时，电枢负序电流产生的负序旋转（反转）磁场（见旋转磁动势）在转子绕组和转子表面感应出两倍额定频率的电流。凸极式转子散热条件比较好，负序

磁场引起转子过热的影响相对小些。凸极式转子比较容易在极面嵌装阻尼绕组，可削弱电枢负序磁场引起的双频振动，并且可提高发电机的动态稳定性（见负序电流承载能力）。

tongbu huilu

同步回路 （synchronization circuit） 发电机与电力系统或两个电力系统之间进行并列操作的二次回路。

发电机同步方式有准同步和自同步两种。准同步是发电机在并列前已励磁，当发电机与电力系统之间达到相位相同、频率相同和电压相等三个同步条件时，将断路器合闸，使发电机和电力系统并网运行。电力系统间的同步条件与上述要求相同。自同步是发电机在并列前未加励磁，当发电机与系统的转差率小于一定范围时，将断路器合闸，并立即对发电机加励磁电流，使发电机被电力系统拉入同步。在正常情况下转差率允许值为±(1%～2%)左右，特殊情况下，允许值可达±5%。自同步并列方式的冲击电流较大，并产生相应的机械应力。在中国除水力发电机可采用自同步外，火力发电厂发电机均采用准同步并网。

准同步方式可用手动和自动准同步装置来实现。手动准同步方式为并列前由运行人员调整发电机的电压和频率，使与系统的电压和频率接近相等，监视手动准同步的仪表，将待并的断路器手动合闸。自动准同步方式是借自动准同步装置自动调节发电机的电压和频率，当电压和频率符合同步条件时，将待并的断路器自动合闸。自动准同步装置设有恒定导前时间（或恒定导前相角）的控制回路，以保证断路器合闸时的瞬间相位差最小。随着控制屏的控制方式逐步淘汰，微机自动准同步装置技术的成熟，不再设置手动同步装置，每台机组在集中（单元）控制室设一套微机自动准同步装置。

发电厂采用计算机监控时，由监控系统发出同期装置的投入命令，选择同步点，并接入同期电压。自动准同步装置自动调整发电机的电压和频率，达到与系统同步条件时，将断路器自动合闸。发电厂网络部分的同期通过计算机监控系统的同期捕捉功能实现。

发电厂中凡操作有同步要求的断路器，均可作为同步点。同步系统的接线通常采用单相同步接线。同步点两侧电力系统的电压取得方式是设计同步接线的关键。同步接线及相量关系见下表。

单相同步接线及相量关系

同步点	运行系统	待并系统	说　明
中性点直接接地系统母线间	N a c b	N′ a′ c′ b′	利用TV开口三角形的辅助二次绕组的C相电压 U_{CN} 和 U'_{CN}，或TV星形接线的相电压
中性点直接接地系统线路间	N C	N c′	利用TV二次电压为100V的辅助绕组电压 U_{CN} 和 U'_{CN}，或星形接线的相电压
Y/△-11接线变压器两侧断路器	N C	a′ b′ c′	运行系统TV开口三角形的辅助二次绕组的C相电压 U_{CN} 和待并系统TV二次侧 U'_{cb}
非直接接地系统	A B C	a′ b′ c′	利用 U_{cb} 和 U'_{cb}

tongbuqi

同步器 （synchronizer; speed changer） 可在一定范围内平移调节系统静态特性曲线，以整定汽轮发电机组转速或改变负荷的装置，也称转速变换器。

原理和功能　根据调节系统静态特性（见调节特性），机组在孤立电网单机运行时，汽轮机某一转速必定对应一相应的负荷，为在各种负荷下仍保持额定转速，必须平移调节系统静态特性曲线，以调整机组转速。当机组在电网中并列运行时，汽轮机转速取决于电网频率，按电网负荷的需求，必须平移调节系统静态特性曲线，以调整给定机组负荷。同步器就是汽轮机调节系统中用以平移调节系统静态特性曲线的装置（见图1）。它在机组起动过程中用以给定转速，在孤立电网单机运行时用以保持额定转速，机组与电网并列时用以调整转速与电网频率同步，机组并网后用以给定负荷。通过同步器也可实现电网远程控制和机炉协调控制。

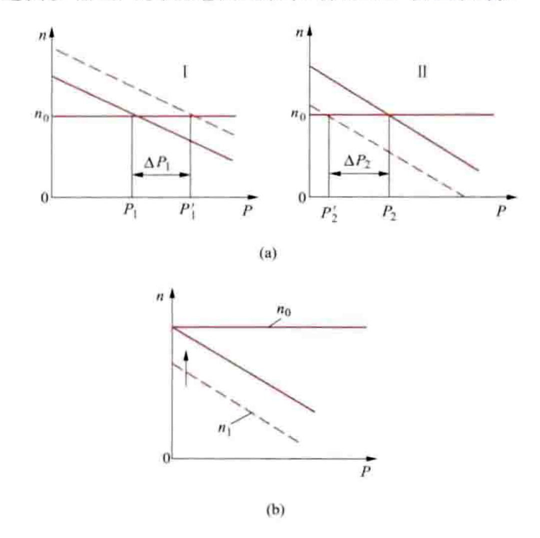


图1　同步器功能

(a) 给定汽轮机的输出功率；(b) 给定汽轮机的转速

结构　对于机械或液压型调节系统，可以采用改变弹簧预紧力的方法，改变转速与调速器输出的关系，平移调速器特性曲线，或采用改变错油门套筒或滑阀的位置等方法，改变调速器的输出与油动机位置的关系，平移传动机构特性曲线，达到实现平移调节系统静态特性曲线的目的（见图2）。同步器由手轮、传动齿轮和手动电动离合器等部件组成，安装在汽轮机机头前箱上，可以就地操作或远方控制。在电液型调节系统中，分别设置以电信号传递的转速给定和负荷给定装置，在控制盘上操作。

性能和要求　为使机组在低参数、电网高频率情况下能带满负荷，在电网低频率情况下仍能并网运行，要求同步器下限位置最低控制转速应比额定转速低6%，上限位置最高控

图 2　同步器原理图

(a) 平移调速器特性曲线；(b) 平移传动机构特性曲线

制转速应比额定转速高 6%。在额定转速下，同步器由空负荷至满负荷最大位移时间，一般为 40～50s。电液调节系统的负荷给定，应能逐步调整负荷，每步不大于额定负荷的 0.5%。

tongshi momeiji

筒式磨煤机　(tubular ball mill)　在旋转的卧式钢制筒体内，利用钢球的冲击和碾压的能量将煤磨成煤粉的机械设备，又称钢球磨煤机。当筒体转动时，在离心力和摩擦力的作用下，直径为 30～60mm 配比数量不等的钢球被提升到一定高度后由于自身重力而下落，进入筒体内的煤块在下落钢球的冲击及钢球之间的挤压研磨作用下形成煤粉，借助干燥剂将煤粉带出磨煤机。筒式磨煤机的筒体转速一般为 15～25r/min。

钢球磨煤机是世界上早期采用最为普遍的一种磨煤机，具有煤种适应性强、可靠性较高、运行操作方便、检修维护工作量少等优点，特别适用于磨制可磨系数低、磨损性强和煤粉细度要求较高的煤种，如劣质烟煤、贫煤和无烟煤。其缺点是磨煤电耗高（约 23～35kW·h/t）、占地面积大、金属耗量大（钢球耗量约为 300～500g/t 煤），运行中噪声也大。钢球磨煤机常用于中间储仓式制粉系统，这样可以使磨煤机保持在高负荷下运转，以提高其经济性。同时，也便于采用热风送粉以改善可燃性差的贫煤和无烟煤的燃烧条件。

筒式磨煤机按进出料口装置的结构可分为单进单出钢球磨煤机（简称钢球磨煤机）和双进双出钢球磨煤机。

单进单出钢球磨煤机的主要结构部件包括进料装置、主轴承、筒体、齿轮传动装置、电动机及出料装置等，见图 1。

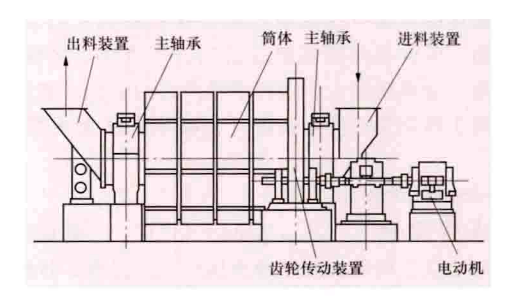


图 1　单进单出钢球磨煤机主要组成部件

为改善钢球磨煤机的性能，已开发出双侧进煤、进风和双侧出料的筒式磨煤机，即双进双出钢球磨煤机（见图 2 和图 3）。该类型磨煤机可以正压运行，消除了系统漏风对磨煤

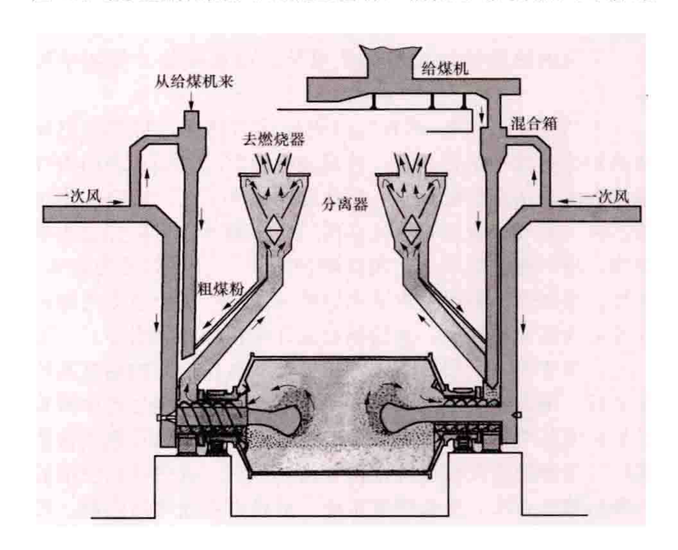


图 2　双进双出钢球磨煤机系统图

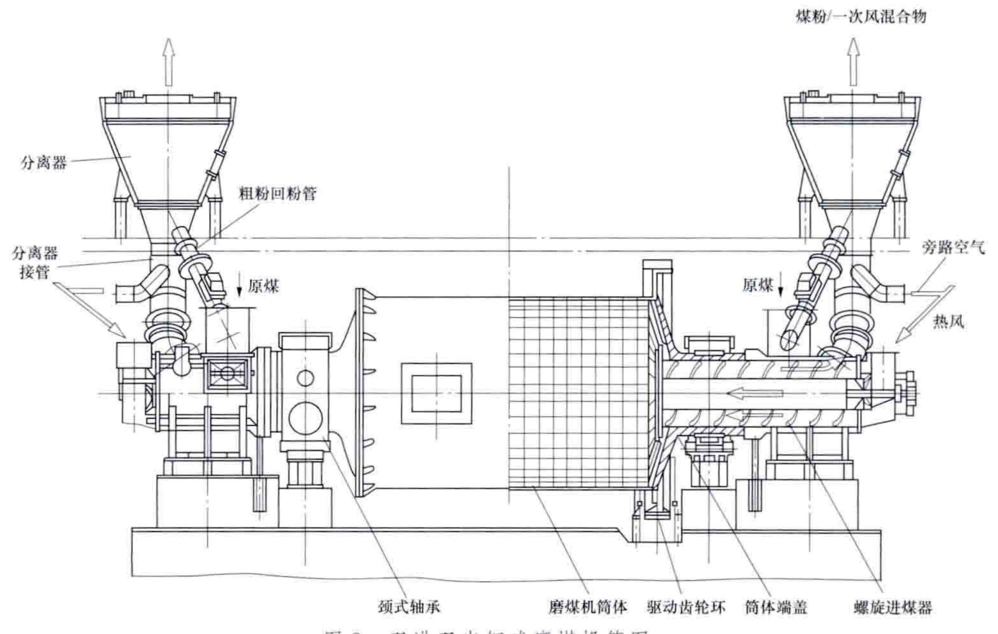


图 3　双进双出钢球磨煤机简图

经济性带来的影响，同时在布置上较为灵活方便，适合大容量锅炉采用。因双进双出钢球磨煤机系统中磨煤机入口热风分出一旁路直接送入给煤机下方落煤管或粗粉分离器入口处，有利于一次风温的提高和难燃煤的燃烧，这是双进双出钢球磨煤机系统较中速磨直吹式系统在燃烧方面有利的一面。但该类型磨煤机造价高，投资大，同样存在磨煤电耗高、金属耗量大、运行中噪声大的缺点。该类型磨煤机主要用于燃烧低挥发分贫煤、无烟煤的W型火焰锅炉。

tuceng baohu

涂层保护 （coat protection） 将具有保护功能的材料喷涂于构件表面以增强构件表面耐磨、防腐、抗空蚀、隔热等功能的防护技术，其中热喷涂技术为涂层保护的主要方法。

热喷涂技术是将喷涂材料经过加热加速形成具有一定的温度、速度的熔融液滴，依次撞击到基体表面经过扁平化，急速冷却凝固后在基体表面上沉积形成涂层的一种喷涂技术。常用的热喷涂方法有火焰喷涂、电弧喷涂、等离子喷涂等。

火焰喷涂 以氧-燃料气体火焰作为热源，将喷涂材料加热到熔化或半熔化状态，并高速喷涂到经过预处理的构件基体表面，从而形成具有一定性能的涂层工艺。燃料气体包括乙炔、氢气、液化石油气和丙烷。火焰喷涂包括普通火焰喷涂、超声速火焰喷涂、爆炸喷涂等。喷涂材料可为粉末、丝材、棒材等。采用超声速火焰喷涂技术可用于制备汽轮机通流部件抗冲蚀涂层、水轮机过流部件抗磨蚀涂层等。

电弧喷涂 利用两根连续送进的金属丝之间的电弧来熔化金属，用高速气流把熔化的金属雾化，并对雾化的金属粒子加速使其喷向构件形成涂层的技术。电弧喷涂是钢结构防腐蚀、耐磨损和机械零件维修等实际应用工程中普遍使用的一种热喷涂方法。电弧喷涂系统一般是由喷涂专用电源、控制装置、电弧喷枪、送丝机及压缩空气供给系统等组成。电弧喷涂包括普通电弧喷涂、超声速电弧喷涂等。电弧喷涂材料一般以丝材为主。采用超声速电弧喷涂技术可用于制备电站锅炉四管防腐耐磨涂层、钢结构防腐涂层等。

等离子喷涂 采用由直流电驱动的等离子电弧作为热源，将陶瓷、合金、金属等材料加热到熔融或半熔融状态，并以高速喷向经过预处理的构件表面而形成附着牢固的表面层的方法。等离子喷涂可使构件基体表面具有耐磨、耐蚀、耐高温氧化、电绝缘、隔热、防辐射、减磨和密封等性能。等离子喷涂根据喷涂气氛可分为：大气等离子喷涂、低压等离子喷涂以及超低压等离子喷涂。采用等离子喷涂技术可用于制备燃气轮机热障涂层等。

参考书目

徐滨士，刘世参．中国材料工程大典 材料表面工程．北京：化学工业出版社，2006.

tushifang shigong

土石方施工 （construction of earth and stone） 工程建设过程中对土石方进行的开挖、运送、填筑、压实等主要施工过程，以及场地的清理、测量放线、排水、降水、土壁支护等准备工作和辅助工作的总称。常见的土石方工程有场地平整、基坑（槽）开挖、储灰坝和路基填筑以及基坑回填等。土石方施工包括土石方的挖掘、运输及回填等。

土石方挖掘 施工时应综合考虑工程地质与水文地质条件、基础类型、基坑开挖深度、降排水条件、周边环境对基坑侧壁位移的要求、基坑周边荷载、施工季节、使用期限等因素，确定基坑降排水、基坑支护及开挖方式。

土石方挖掘前应首先进行场地平整，即在地面上进行挖填方作业，将拟建工程的场地按照场区竖向规划设计的要求平整为符合设计标高的平面。场地平整应尽量考虑填挖方平衡，使总的土石方工程量最小。

土方开挖施工前要做好场地排水措施，在基坑边界周围地面设排水沟，防止雨水进入基坑，且应避免漏水、渗水进入坑内，在基坑内设置集水沟、集水井等措施将雨水及地下水及时抽出；当地下水位较高而开挖深度低于地下水位时，要采取降低地下水位的措施，根据土质可选用轻型井点、喷射井点、深井井点等降低地下水位的措施。基坑周边的临时运土道路要离坑边有一定距离。坑边不许堆放土方或重物，以防止坍方。

基坑开挖时要结合地质条件、周边环境和工程造价进行综合考虑，合理选择放坡或支护的方式。

放坡开挖适用于周围场地开阔、地下水少、基坑土质条件较好的场地，周围无重要建筑物，只要求稳定，位移控制无严格要求。缺点是需要较大的工作空间，雨水多时易发生事故，且回填土方大。

如开挖深度较大而上口又不能放出足够的边坡，要采取支护措施后开挖。支护结构包括挡墙和支撑（土锚）两部分。支护措施有水泥土墙、土钉、钢板桩、排桩、地下连续墙等。支护措施要经过设计、批准，并由有经验的施工人员严格执行。

水泥土墙支护结构指水泥土搅拌桩（包括加筋水泥土搅拌桩）和高压喷射注浆桩所构成的围护结构，既可挡土又可形成隔水帷幕，一般适用于深度为7m以内且周边对位移要求不高的软土地基基坑。水泥土墙挡墙按重力式挡土墙设计，要验算基坑滑动稳定性、抗倾覆稳定性和墙身应力等。

土钉一般通过钻孔、插筋和注浆来设置，主要应用于有一定黏性的砂土、黏性土、粉土、黄土及杂填土，应用的基坑深度一般不超过5m。

钢板桩支护由于施工速度快，可重复使用，适用于5～10m的基坑。

排桩支护是采用密排或一定间距排列的桩组成的挡土结构，对地下水丰富且有止水要求的场地，也可在桩间用旋喷桩或定喷止水。排桩通常用于坑深7～15m的基坑工程，具有刚度较大、抗弯能力强、变形相对较小、施工时无振动、噪声小、无挤土现象、对周围环境影响小等特点。

地下连续墙刚度大，止水效果好，结构和地基变形都较小，能够紧邻相近的建筑及地下管线施工，对沉降及变位较易控制，是支护结构中最强的支护型式，适用于地质条件差、基坑深度大、周边环境要求高的基坑支护，施工要求采用专用设备。

地下连续墙常与逆作法结合，以地下楼层的梁板楼面结构作为地下连续墙的支撑体系。即先浇筑地面层的梁板楼面结构，作为地下连续墙的首道支撑，随后自上而下逐层开挖土方和浇筑地下各层结构，直至底板封底。施工方法有全逆作法、半逆作法、部分逆作法、分层逆作法。常用于城市地

下变电站的施工。

支护结构在基坑较浅时可不设支撑，成悬臂式结构；基坑较深或对周围地面变形严格限制时，应设支撑。支撑型式主要有混凝土支撑、钢支撑和锚杆。一般混凝土支撑刚度大，但拆除不方便；钢支撑刚度相对较小，但拆除方便，可预加轴力达到控制位移的目的；锚杆刚度小，位移控制主要通过施加预应力来实现，锚杆一般要打入基坑以外的地下场地，会对周边环境有一定影响，要求有较好的锚固土层。土方开挖的顺序、方法与设计工况一致，并遵循“开槽支撑，先撑后挖，分层开挖，严禁超挖”的原则。

基坑开挖前应制定系统的基坑监控方案，明确监测项目、监控报警值、监测方法及精度要求、监测点的布置、监测周期、工序管理和记录制度，以及信息反馈系统等。当变形超过有关标准或监测结果变化速率较大时，应加密观测次数。

火电厂主厂房区域的地下工程复杂，工程量大，各类设备基础及工业管沟布置密集，埋置深，通常基坑的挖掘采取大揭盖的开挖形式，分层逐级开挖。

石方工程和冬季厚冻土层的挖掘采用爆破施工，开挖厚度大于5m时采用深孔松动爆破法，开挖厚度小于5m时采用浅孔松动爆破，最下层岩石采用预裂爆破，边坡的部位则采用预裂或光面爆破等控制爆破技术。先在垂直于岩层走向的面上钻孔（打炮眼），钻孔的深度根据石质及需要来决定。常用炸药有三硝基甲苯（TNT）、硝铵炸药和酸质炸药。引爆材料有电雷管和火雷管两种。每次爆破前都要检查确认无人后进行。雷管和炸药要有专人专车运输，在现场较远处设专用仓库储存，并由专人严格管理。

土石方运输　施工中的土石方应及时运走，需用来回填的在现场另设堆土场存放，不允许堆置在基坑边。运输量占土石方工作量的比重很大，是决定施工进度和工程造价的一个重要因素。在土石方施工前，应根据挖方和填方的数量差及土的松散系数和压密系数之差进行土石方平衡计算，按照运距最短、运程合理和各个工程项目的合理施工程序等，做好土石方平衡调配，减少重复挖运。

土石方回填　基础混凝土浇筑后或地下管线敷设后，需将基础或管线四周的空隙用土料填筑密实，主要有基坑（槽）或管沟回填、室内地坪回填、室外场地回填平整等。土料在机械外力的作用下，土粒互相靠近，可以提高强度，降低土的压缩性和透水性。土方回填施工工艺流程有基坑（槽）底清理、土料检验、分层铺土、分层压（夯）实、密实度检验、修整找平。大面积填土工程多采用机械回填、碾压，并利用运土工具压实；较小面积的填土工程可采用人工回填，宜用夯实工具进行压实。常用的压实机械有电动打夯机、柴油打夯机、辊筒碾、羊足碾、气胎碾及各类振动夯等。由于火电厂很多设备基础和构筑基础对回填的压缩性和透水性有一定的要求，以确保在使用过程中，不致发生超过允许的沉降量或出现较大的不均匀沉降，因此对土方回填的质量要求较高。回填前应清除基底的垃圾等杂物，抽除积水。回填前还应对回填土料进行检验，清除淤泥及淤泥质土壤，检验回填土的粒径是否符合规定，是否在控制的范围内，如含水量偏高，可采用翻松、晾晒或均匀掺入干土等措施，如回填土的含水量偏低，可采用预先洒水润湿等措施。回填土应分层铺摊，每层铺土厚度应根据土质、密实度要求和碾压机具性能确定。深浅两基坑（槽）相连时，应先填夯深基础，填至浅基坑相同的标高时，再与浅基础一起填夯；基坑（槽）回填应在相对两侧或四周同时进行。管沟回填时，为防止管道中心线位移或损坏管道，应用人工先在管子两侧同时填土夯实。土方回填如必须分段填夯，交接处应填成阶梯形，梯形的高宽比一般为1：2，上下层错缝距离不小于1.0m。回填土的质量控制，一般要根据设计规定的干容量，经试验后确定填料的最优含水量和压实遍数来保证。填土全部完成后，应进行表面修整找平。

tuili zhoucheng

推力轴承　(thrust bearing)　汽轮机中承受转子轴向推力并限制其轴向位移的滑动轴承。虽然大功率汽轮机普遍采用高、中压缸对头布置和低压缸为分流双排汽口对称布置，可以抵消大部分轴向推力，但剩下的未能平衡的轴向推力仍要由推力轴承承担。此外，汽轮机工况变化，如负荷变化、停高压加热器、甩负荷，或蒸汽带水等情况，会使推力突然增大或出现负推力。因此，必须采用具有前后两个推力环的推力轴承，以确保汽轮机动静部分轴向不碰磨。

结构　汽轮机推力轴承可采用具有斜面的固定瓦块或可活动的可倾瓦块，但多为可倾瓦块。推力轴承的推力环分为两半[见图1（b)]，上有可倾瓦块8～12块。转子上有推力盘，推力轴承在推力盘的两侧各有一个推力环［见图1（a)]，正常工作时承受推力的推力环上的可倾瓦块称为工作瓦块，另一推力环上的可倾瓦块称为定位瓦块。

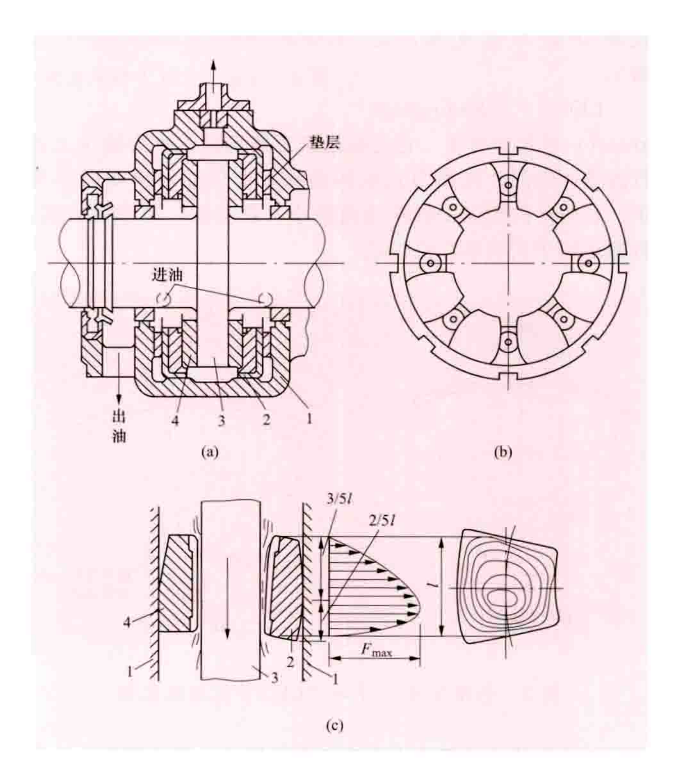


图1　推力轴承

(a) 整体结构；(b) 推力环；(c) 工作原理示意图

1—轴承体；2—工作瓦块；3—推力盘；4—定位瓦块

推力瓦块与推力盘之间留有一定的轴向间隙，此间隙即推力盘在推力轴承中的窜动量，其值一般为0.3～0.6mm。各推力瓦块须受力均匀，各瓦块厚度差应不大于0.02mm。如推力轴承具有平衡瓦块结构，瓦块的厚度差可以放宽一些。推力瓦胎用磷锡青铜铸造，瓦胎上有燕尾槽，浇铸乌金，乌金厚度一般不大于1～1.5mm，以防止乌金熔化事故时通流部分发生摩擦。

工作原理 可倾瓦块以摆动线或摆动棱角作为支点支撑在推力环上，可自由摆动，在汽轮机运行时能自动调整倾角，与推力盘形成油楔。工作原理见图1（c）。工作时推力盘将润滑油带入油楔建立油膜压力，形成液体摩擦。图中横向箭头表示瓦块中心线上的油膜压力分布，瓦块平面上的封闭曲线为等压线。因可倾瓦块能自动调整油楔形状，使各点油膜压力的合力必然通过瓦块的支点，可使瓦块各点的油膜压力较为均匀，从而提高了推力轴承的承载能力。

推力瓦块平均比压设计值约为1～2.5MPa，实际承受能力可达3～6MPa。一般规定推力瓦块进油温度为35～45℃，出口油温不得超过65～75℃。有的厂家规定推力瓦块温度在66～99℃之间，107℃报警，112℃跳闸。一般在瓦块上设有直接测量乌金表面温度或油膜压力的监视仪表。

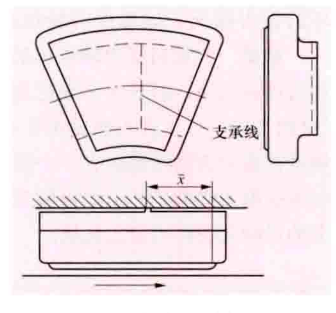


图2 密切尔式推力轴承瓦块

典型推力轴承 现常用的有密切尔式、LEG式和金斯伯里式等几种。

密切尔（Michell）式推力轴承 这种推力轴承瓦块背面为线支承，见图2。

LEG（leadingedge groove）型推力轴承 它是在原来直接润滑式推力轴承上进行改进而来的。在推力瓦块的前缘开有供油沟槽如图3所示，它明显的优点是轴承油流量小，耗功低，承载能力高。特别适用于大功率汽轮机组。

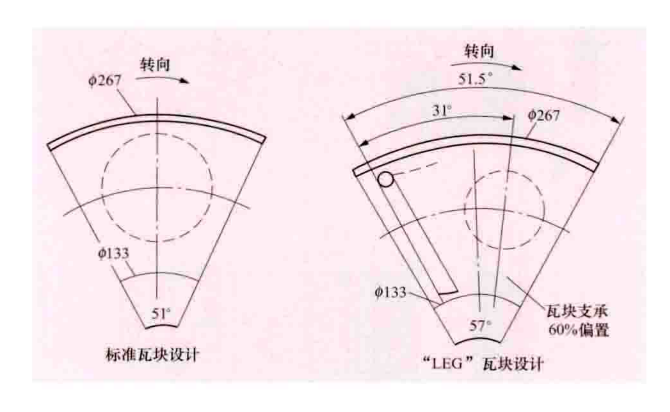


图3 标准瓦块设计与"LEG"瓦块的比较

推力瓦块上油膜压力分布如图4所示，其油膜压力的合力通过摆动中心A。

金斯伯里（Kingsbury）式推力轴承 布置方式如图5所示，轴承的摆动瓦为点支承，它支承在由中间垫块组成的杠杆均衡系统上，当个别瓦块高出其他瓦块或载荷增大时，中间垫块可围绕摆动中心摆动而下降，并将力传递到邻近的瓦块，达到各瓦块均匀承载的目的。

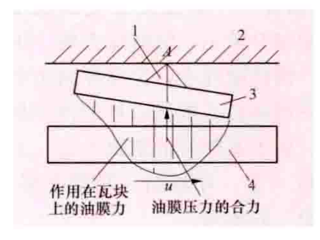


图4 推力瓦块上的油膜压力

1—支点；2—轴承体；3—推力瓦块；4—推力盘

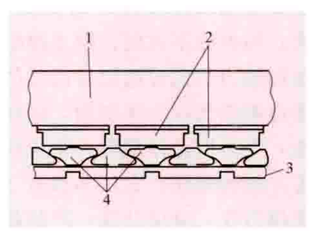


图5 金斯伯里推力轴承瓦块布置方式

（第一排和第二排垫块支撑点不在一个平角上）

1—推力盘；2—瓦块；3—支架；4—中间垫块

推力轴承的支持方式有固定式或球面式两种。球面结构能随主轴挠度自动调整角度，保持推力瓦受力均匀；推力轴承可做成独立体，也可与支持轴承组合成一整体，后者称为推力支持联合轴承，如图6所示。

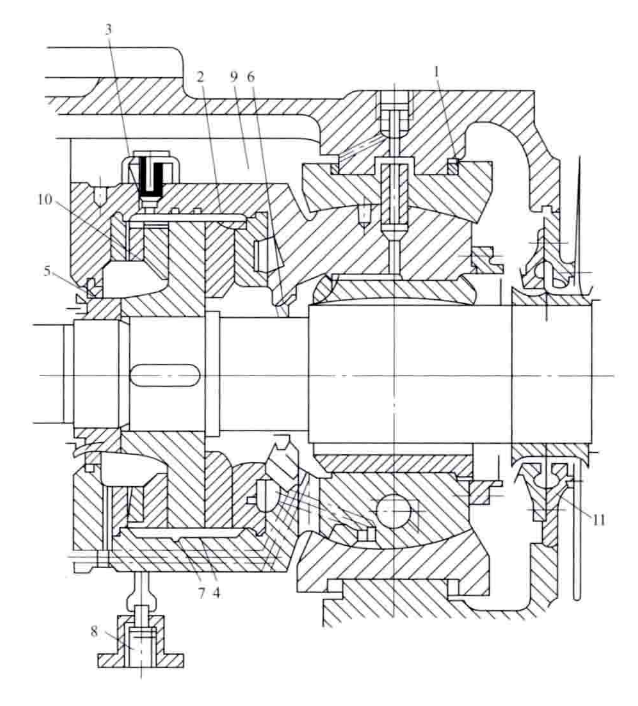


图6 推力支持联合轴承

1—调整圆环；2—工作瓦片；3—非工作瓦片；4、5、6—油封；7—推力盘；8—支撑弹簧；9、10—瓦片安装环；11—油挡

Tuoketuo Fadianchang

托克托发电厂 （Tuoketuo Power Plant） 位于内蒙古自治区呼和浩特市托克托县燕山营乡。电厂安装8×600MW亚临界燃煤发电机组和2×300MW亚临界抽汽供热发电机组，是中国大陆最大的火电厂。8×600MW机组分四期连续建设，每期安装2台机组，其中一期、二期工程采用湿冷机组，三期、四期工程采用直接空冷机组。一期工程利用世界银行贷款项目，于2000年8月1日开工，1、2号

机组分别于2003年6月9日、7月29日投产；3、4号机组分别于2004年7月14日、9月14日投产；5～8号机组分别于2005年9月28日、11月22日、2006年6月19日、2006年8月22日投产。2×300MW机组于2008年11月份投产。发电厂外貌见下图。



托克托发电厂外貌

工程特点　1、2号锅炉为亚临界变压运行控制循环锅筒锅炉，单炉膛、一次中间再热、直流式燃烧器四角切圆燃烧方式、平衡通风、固态排渣、紧身封闭布置、全钢悬吊结构Ⅱ型锅炉，最大连续蒸发量BMCR工况下主蒸汽流量为2008.4t/h，主蒸汽压力/主蒸汽温度/再热蒸汽温度为17.4MPa（g）/541℃/541℃，额定工况保证效率（LHV）93.6%，由哈尔滨锅炉厂有限责任公司制造；3、4号锅炉为亚临界变压运行自然循环锅筒锅炉，为单炉膛、一次中间再热、双调风旋流燃烧器前后墙对冲燃烧方式、平衡通风、固态排渣、紧身封闭布置、全钢悬吊结构Ⅱ型锅炉，BMCR工况下主蒸汽流量为2028t/h，主蒸汽压力/主蒸汽温度/再热蒸汽温度为17.5MPa（g）/541℃/541℃，额定工况保证效率（LHV）93.43%，由北京巴布科克·威尔科克斯有限公司制造；5～8号锅炉为亚临界变压运行自然循环锅筒锅炉，为单炉膛、一次中间再热、轴向旋流燃烧器前后墙对冲燃烧方式、平衡通风、固态排渣、紧身封闭布置、全钢悬吊结构Ⅱ型锅炉，BMCR工况下主蒸汽流量为2070t/h，主蒸汽压力/主蒸汽温度/再热蒸汽温度为17.5MPa（g）/541℃/541℃，额定工况保证效率（LHV）93.44%，由东方锅炉股份有限公司制造。1、2号汽轮机为亚临界、一次中间再热、凝汽式、单轴、三缸四排汽汽轮机，二次循环冷却，额定功率为600MW，额定主蒸汽压力/主蒸汽温度/再热蒸汽温度为16.67MPa（g）/538℃/538℃，额定背压为5.83kPa/4.83kPa（a），保证热耗7762kJ/(kW·h)，由日本株式会社日立制作所制造；3、4号汽轮机为亚临界、一次中间再热、凝汽式、单轴、三缸四排汽汽轮机，二次循环冷却，额定功率为600MW，额定主蒸汽压力/主蒸汽温度/再热蒸汽温度为16.67MPa（g）/538℃/538℃，额定背压为5.33kPa（a），保证热耗7773kJ/(kW·h)，由东方汽轮机有限公司制造；5～8号汽轮机为亚临界、一次中间再热、凝汽式、单轴、三缸四排汽汽轮机，直接空冷冷却，额定功率为600MW，额定主蒸汽压力/主蒸汽温度/再热蒸汽温度为16.67MPa（g）/538℃/538℃，额定背压为13.8kPa（a），保证热耗8164kJ/(kW·h)，由东方汽轮机有限公司制造。1、2号发电机为水氢氢冷却、静态励磁汽轮发电机，铭牌功率为600MW，额定容量670MV·A，功率因数为0.9，由日本株式会社日立制作所制造；3～8号发电机均为水氢氢冷却、静态励磁汽轮发电机，铭牌功率为600MW，额定容量677MV·A，功率因数为0.9，由东方电机有限公司制造。

总平面采用500kV屋外配电装置区-冷却设施区-主厂房区-卸储煤设施区四列式布置格局。厂区西部为辅助、附属设施区，东部为生产设施区。二期、三期工程主厂房脱开80m，其间布置部分二期、三期辅助附属设施，总占地面积为113.15hm^2。

主厂房均采用汽机房-除氧间-煤仓间-锅炉房四列式布置格局，A列对齐建设，A列至烟囱中心线距离均为208.5m。一期、二期和三期、四期主厂房分别连续建设；一期、二期主厂房采用钢结构，三期、四期主厂房采用钢筋混凝土结构，运转层标高均为13.7m；每期工程设置一座集中控制楼，布置在两台炉之间；每2台炉合用1座240m高的单筒烟囱。

烟风系统一期工程采用2×50%容量的静叶可调轴流式引风机，引风机和脱硫增压风机分开设置；送风机采用2×50%容量的动叶可调轴流式风机；一次风机采用2×50%容量的双吸离心式风机。二～四期工程引风机均采用2×50%容量的静叶可调轴流式风机，引风机和脱硫增压风机分开设置；送风机和一次风机均采用2×50%容量的动叶可调轴流式风机。制粉系统均采用中速磨煤机冷一次风直吹制粉系统，每台炉配置6台中速磨煤机。

给水系统配置2×50%容量的汽动给水泵和1×30%容量的电动调速给水泵，其中一期、二期工程给水泵汽轮机与主汽轮机合用1台凝汽器，三期、四期工程由于主汽轮机采用直接空冷，给水泵汽轮机单独设置水冷凝汽器；凝结水系统配置2×100%容量的立式凝结水泵；汽轮机旁路系统采用40%BMCR容量的高、低压两级串联旁路。

电气主接线系统采用发电机-变压器组单元接线，500kV配电装置采用3/2断路器接线方式；一期、三期、四期工程不设发电机出口断路器，仅二期工程设置发电机出口断路器。

机组采用炉、机、电集中控制方式，每台机组设置1套分散控制系统（DCS）。

运行情况　工程主要设计指标、性能试验指标及2010年运行技术指标见表1和表2。

表1　1～4号机组设计及性能试验/2010年运行技术指标

项目	设计值	1号机组	2号机组	3号机组	4号机组
发电标准煤耗率[g/(kW·h)]	285.6（1、2号机组）287.2（3、4号机组）	284.2/302.13	284.1/304.34	286/303.53	287/300.15

续表

项目	设计值	1号机组	2号机组	3号机组	4号机组
供电标准煤耗率[g/(kW·h)]	304.8（1、2号机组）304.2（3、4号机组）	301.6/318.77	301.5/322.087	300.7/321.09	300/317.42
厂用电率（含脱硫，%）	6.3（1、2号机组）5.59（3、4号机组）	5.77/5.22	5.76/5.51	4.89/5.53	4.32/5.44
利用小时（h）	5500	5716.36	4928.49	5113.01	6341.99

表2　5～8号机组设计及性能试验/2010年运行技术指标

项　目	设计值	5号机组	6号机组	7号机组	8号机组
发电标准煤耗率[g/(kW·h)]	301.5	300.5/318.12	301.3/316.66	301.1/320.63	301.2/316.55
供电标准煤耗率[g/(kW·h)]	327	316.5/336.64	317.7/334.81	317.3/338.08	317.7/334.76
厂用电率（含脱硫，%）	7.8	5.03/5.5	5.15/5.42	5.08/5.16	5.2/5.44
利用小时（h）	5500	5129.36	5990.52	5229.06	5902.1

一期工程获2005年度中国优秀工程勘察设计奖银奖。

tuoliu feishui chuli

脱硫废水处理　（treatment of desulfurization waste water）　用物理、化学处理方法对脱硫废水进行处理，使水质符合有关排放标准和回用要求的工艺。脱硫废水产生于燃煤电厂湿法脱硫工艺，脱硫的工艺要求及副产品用途不同，所产生的废水水质和水量也不同。脱硫过程中排放废水的水质还与烟气成分、灰及吸收剂等多种因素有关，主要特征是：呈弱酸性；悬浮物多，但颗粒细小，主要成分为飞灰和脱硫产物（$CaSO_4$和$CaSO_3$）；含盐量高；含有重金属离子。主要超标项目有pH值、悬浮物、重金属离子，氟离子也有可能超标。脱硫废水的量较少，但水中杂质含量较高。因为水量不多，给废水回用创造了条件。因此，首先要求废水经适当处理后回用；有水力除灰的电厂，脱硫废水也可直接作为冲灰用水。

处理系统　脱硫废水处理系统应根据废水水质、回用或排放水质要求、设备和药品供应条件等选择。烟气脱硫系统运行时，脱硫废水是连续产生的，处理系统按连续运行方式设计。脱硫系统的废水处理装置应单独设置，处理系统中产生的泥浆应进行单独的脱水处理，脱水后的泥饼应经危险物检验鉴定，根据鉴定结果进行处置。

处理工艺　常用的脱硫废水处理工艺可采用加药絮凝澄清工艺、澄清加两级浓缩工艺以及其他处理工艺。

加药絮凝澄清工艺　工艺流程通常为废水池（箱）-pH值调整池（箱）-反应沉淀池（箱）-澄清浓缩池-最终中和/氧化箱-出水箱-回用或排放。处理过程中澄清浓缩池排出的泥浆经脱水机脱水后，泥饼外运处置。该工艺系统配备氢氧化钙或石灰、酸、絮凝剂、有机硫化物、氧化剂、助凝剂和脱水剂等加药装置。该工艺在电厂脱硫废水处理中应用较多。

维持脱硫浆液循环系统正常运行，脱硫废水中氯离子含量一般为5000～7000mg/L，最高可达或大于20000mg/L。因此，当脱硫废水经处理后氯离子含量仍较高时：①可能会对调湿、喷洒设备造成腐蚀和堵塞；②电厂干灰几乎100%用作建筑和铺路材料，排水氯离子含量过高会影响干灰品质。因此，脱硫废水用于干灰加湿或灰场喷洒时需加水稀释。

澄清加两级浓缩工艺　工艺流程通常为废水池（箱）-预澄清浓缩箱-反应箱-凝聚箱-絮凝箱-一级澄清絮凝箱-絮凝箱-二级澄清絮凝箱-过滤水箱-砂过滤器-中和箱-出水箱-回用或排放。处理过程中预澄清浓缩箱、一级澄清絮凝箱、二级澄清絮凝箱中排出的泥浆集中收集至污泥储存箱，进行脱水处理或送至渣场。该工艺系统配备碱、酸、凝聚剂、有机硫化物、氧化剂、絮凝剂和脱水剂等加药装置，用氢氧化钠来调整pH值，同时为去除重金属和有害物质采用澄清加两级浓缩。

其他处理工艺　除上述处理方法外，还可采用脱硫废水盐水浓缩结晶处理法、蒸发浓缩法、膜法分离法。

（1）脱硫废水盐水浓缩结晶处理法。废水首先进入给水箱，调整废水pH值，为后续蒸发浓缩处理工艺环节创造适宜的反应条件。然后经泵送入热交换器，使水温上升至沸点，送入除气器，随后送入盐水浓缩器。在盐水槽中与含有结晶种子的盐水混合并反应。

（2）蒸发浓缩法。先加入碱液，调整废水pH值，再进入蒸发系统。蒸发系统主要分为热输入部分、热回收部分、排热部分、附属系统部分四个部分。该方法已在广东河源电厂2×600MW工程脱硫废水处理系统中成功应用。

（3）膜法分离法。根据脱硫废水水质特点，在去除水中颗粒、硬度后，可再通过反渗透膜处理系统对脱硫废水进一步浓缩，从而降低废水水量，并降低出水的氯离子含量。根据处理深度及出水水质要求，可采用二级反渗透膜处理系统进行处理。

tuoliu shigao liyong

脱硫石膏利用　（utilization of FGD gypsum）　对燃煤电厂烟气脱硫产生的副产石膏经适当处理后作为资源加以利用的技术和措施。

脱硫石膏的性质　脱硫石膏与天然石膏化学组成非常接近，品质相当。主要成分为二水硫酸钙，一般含量为90%以上，游离水含量一般为10%～15%，还包含飞灰、未燃碳、碳酸钙、亚硫酸钙及由钠、钾、镁的硫酸盐或氯化物组成的可溶性盐等杂质。颗粒较细，呈短柱状，平均粒径为40～60μm，颜色呈灰黄。表1所示为脱硫石膏与天然石膏的化学组成对比，表2所示为脱硫石膏与天然石膏主要物理

性质对比。

表1 脱硫石膏与天然石膏化学成分对比（质量分数，%）

项目	SiO_2	Al_2O_3	FeO	CaO	MgO	SO_3	LOI
天然石膏	4.3	1.73	1.15	31.5	1.3	41.1	17.2
脱硫石膏	2.7	0.7	0.5	31.6	1.0	42.4	19.2

表2 脱硫石膏与天然石膏主要物理性质对比

石膏品种	标准稠度需水量比(%)	凝结时间(h)		2h强度(MPa)		3h强度(MPa)	
		初凝	终凝	抗折	抗压	抗折	抗压
天然石膏	69	5	18	2.1	3.9	5.2	15.6
脱硫石膏1	58	8	13	4.0	8.1	8.7	21
脱硫石膏2	67	15	20	3.7	7.2	7.2	20.1

脱硫石膏的综合利用途径　中国大多数电厂的脱硫石膏采取抛弃堆存方式处理，除少数经济发达、天然石膏资源比较匮乏的地区（如浙江、上海及江苏南部等地的电厂，脱硫石膏的综合利用率可达80%以上）外，其他地区电厂脱硫石膏的综合利用率普遍较低。

脱硫石膏的利用途径与天然石膏完全相同，主要包括两个方面：①在水泥生产中用作缓凝剂。根据中国国家发展和改革委员会公布的数据，2010年中国水泥产量为18.6796亿t，水泥产量连续多年位居世界第一位。水泥生产中需要掺加二水石膏作为缓凝剂，掺量一般为3%～5%。按照2010年全国水泥总产量计算，中国水泥工业的石膏年需求量为5600万～9300万t，因此，脱硫石膏在水泥工业中的应用潜力很大。国标GB/T 21371—2008《用于水泥中的工业副产石膏》对用于水泥生产的工业副产石膏提出了明确的技术要求，主要内容包括：矿物组成（硫酸钙含量，质量百分数）大于或等于75%；产品粒度不大于300mm。这些要求对于一般的脱硫石膏均能达到，因此，脱硫石膏在水泥工业生产中用作缓凝剂在技术上是可行的。②用作建筑石膏。建筑石膏是指天然石膏或工业副产石膏经脱水处理制得的，以β半水石膏（$\beta-CaSO_4\cdot 1/2H_2O$）为主要成分，不添加任何外加剂或添加物的粉状胶凝材料。建筑石膏是各种石膏建材制品的基础材料，可用来生产粉刷石膏、石膏腻子、粘接和嵌缝石膏、模具石膏、石膏砂浆、各种石膏墙板、天花板、装饰吸音板、石膏砌块等产品，这些产品可广泛应用于建筑工程中，特别是建筑装饰中。

tuoliu xingneng shiyan

脱硫性能试验

（FGD performance test）　由有资质的第三方对脱硫系统进行测试，以考核脱硫系统的各项技术、经济、环保指标是否达到合同及设计的保证值，污染物的排放是否满足国家和地方的环保标准。脱硫性能试验一般在脱硫系统完成168h满负荷试运行、移交试生产后2～6个月内完成。

以石灰石/石灰-石膏法脱硫为例。该方法的性能保证值主要有：①脱硫效率［原/净烟气二氧化硫（SO_2）浓度］；②净烟气粉尘浓度；③净烟气温度；④除雾器后浆液滴含量；⑤消耗量（包括电、水、石灰石、蒸汽耗量等）；⑥脱硫石膏品质（包括表面含水量、石膏纯度、$CaSO_3\cdot 1/2H_2O$含量、$CaCO_3$的含量、Cl^-含量等）；⑦系统压力损失；⑧脱硫废水品质；⑨噪声；⑩合同规定的其他内容，如脱硫系统的可用率、负荷适应性、热损失（保温设备的最大表面温度）、钢球磨煤机出力、气/气换热器（GGH）泄漏率、增压风机效率、泵的效率损失等。

保证值试验期间脱硫装置应处于稳定运行状态，且应在设计工况下连续运行。脱硫装置的实际运行工况如与设计工况存在偏差，应依据供货商提供的实际运行工况偏离设计工况的修正曲线换算到设计工况。测点位置和测试项目见表。

测点位置和测试项目表

位置	SO_2浓度	O_2浓度	H_2O浓度	飞灰含量	雾滴含量	烟气温度	烟气体积流量	静压
脱硫装置进口	●	●	●	●	○	●	●	●
原烟气风机上游	○	○	○	○	○	▼	▼	●
原烟气风机下游	○	○	○	○	○	▼	○	●
GGH原烟气进口	○	○	○	○	○	●	▼	●
GGH原烟气出口	▼	▼	○	○	○	●	▼	●
吸收塔入口	▼	▼	▼	▼	○	●	○	●
吸收塔出口	●	●	●	●	●	●	○	●
GGH净烟气进口	▼	▼	▼	▼	▼	●	○	●
GGH净烟气出口	●	●	○	○	○	●	▼	●
脱硫装置出口	●	●	○	●	○	●	▼	●
烟囱排出口测点	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼

注：●—必须；○—不安装；▼—可选。

tuoxiao shixiao cuihuaji chuzhi he zaisheng

脱硝失效催化剂处置和再生

（denitration failure catalyst disposal and regeneration）　火电厂烟气脱硝催化剂失去活性后，根据催化剂测试和评估结论，对催化剂进行进一步处理的方式，包括对不可再生催化剂进行回收利用、危废处理或破碎填埋等处置，以及对可再生催化剂进行清洗、活化、热处理等物理、化学方式的催化剂再生。

催化剂处置　对磨损严重、机械破裂无法再生的催化剂进行回收再利用、危废处理或破碎填埋的处理方式。处置时，应优先考虑回收再利用处理，如回收催化剂中贵金属。其次按要求进行填埋处置，催化剂填埋前应根据国家危险废物名录或根据国家标准GB 5085.1～GB 5085.3、GB 5086相关部分及GB/T 15555相关部分鉴别方法确认催化剂是否为危险废物。如果确认为危险废物，其处置应符合

GB 18598的要求；如果确认为一般固体废物，其处置应符合 GB 18599 的要求。填埋前应将催化剂磨碎。

催化剂再生　通过物理和化学手段使催化剂活性得以部分或完全恢复的过程。包括催化剂评估、再生工艺选择、物理清洗、活化、热处理、性能测试。

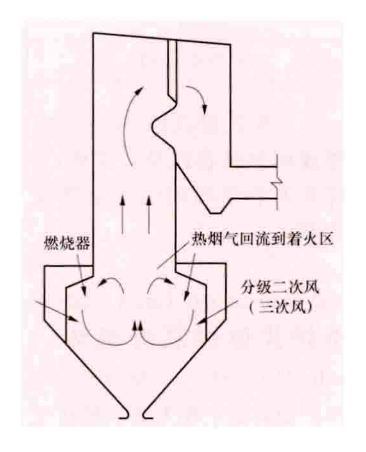
通过催化剂评估选择再生工艺。采用压缩空气吹扫、水洗、超声水洗等方式进行物理清洗，除去堵塞、沉积在催化剂上的飞灰及其他杂质。使用化学试剂处理催化剂上的中毒物质并重新负载活性物质，活化催化剂。对活化后的催化剂进行热处理，主要是干燥和焙烧，焙烧温度应大于 350℃，焙烧后无法满足抗压强度要求的催化剂，应进行修复。催化剂经历了物理清洗、活化和热处理的再生过程后需要通过性能测试活性大于新鲜催化剂的 90％即达到再生目的。



W xing huoyan lutang

W形火焰炉膛 （W-flame firing furnace；downshot furnace；arch fired furnace） 燃烧器置于炉膛前后墙拱顶，燃料和空气向下喷射，燃烧产物转折180°后从前后拱中间向上排出而形成W形火焰的燃烧空间。燃烧器在前墙单拱布置向下喷射的U形火焰锅炉早已在中、小容量电站中有效地燃用低挥发分煤种，到20世纪60年代开始出现W形火焰锅炉。由于W形火焰锅炉具有较好的燃用低挥发分煤种的性能，中国于80年代末引进了6台350MW容量级的W形火焰锅炉，分别装于上安、岳阳和珞璜三个电厂，几乎代表了W形火焰锅炉的全部流派。中国已有数十台锅炉投产发电，容量也从300MW扩大到660MW。金竹山电厂为世界范围内首个采用W形火焰600MW超临界压力锅炉的电厂。

W形火焰可看成双U形火焰（见图），最主要的特点是煤粉/空气流以较低速度和较高煤粉浓度由拱顶的燃烧器向下喷射入炉膛，在炉膛下部，着火燃烧的火焰转折180°向上而行，在下炉膛的拱顶附近部分高温烟气被回流卷吸到燃烧器射流的根部，直接加热煤粉/空气射流，再加上火焰的高温热辐射，使一次风煤粉气流得到迅速的加热而着火燃烧。布置在前后墙上的三次风（tertiary air）喷口，分级送入补充煤粉燃尽所需的其余空气量。通常在拱顶及炉膛四周的水冷壁上，还根据不同燃煤特性的需要敷有一定数量的卫燃带。这种独特的炉膛与火焰流动结构，为低挥发分煤的着火和燃尽创造了比其他燃烧方式更为有利的条件。



W形火焰炉膛示意图

顶置的下射式燃烧器既可以作为简单的缝隙式直流燃烧器，或带有旋风筒的浓淡分离装置，也可以是带一次风置换热风装置的双调风旋流燃烧器。配置的制粉系统大多为双进双出钢球磨煤机直吹式系统，以制取较细的煤粉。钢球磨煤机中间储仓式热风送粉系统更有利于低挥发分煤粉的着火燃烧，采用中速磨煤机直吹式系统对煤种适应性则较差。

超临界压力W形火焰锅炉发展比较缓慢，原因是：①W形火焰锅炉独特的炉型几何结构在水动力安全上无法满足快速发展的需要，使其无法在炉膛下部采用螺旋管圈；②螺旋管圈不具备自支承能力，给超临界压力W形火焰锅炉的设计及水动力计算带来诸多难点。为此，国内北京巴威锅炉厂、东方锅炉厂、上海锅炉厂、哈尔滨锅炉厂投入了大量的技术力量进行研究，并一致认为可采用优化内螺纹管低质量流速垂直管圈布置炉膛水冷壁管的方式，这种优化内螺纹管垂直管圈解决了炉膛水冷壁管内的工质在较低质量流速下使管子也得到有效冷却，从而保证水动力的安全可靠运行。

对于同等容量的煤粉燃烧锅炉，采用W形火焰燃烧方式与常规燃烧方式（四角燃烧或墙式对冲燃烧）相比，锅炉本体的造价约增加15%～25%。而且W形火焰锅炉在额定负荷下的NO_x生成量一般为850～1300mg/m^3（标准状态下，O_2=6%），与液态排渣锅炉相近，远高于常规燃煤锅炉的NO_x生成量。

Wajisha Fadianchang

瓦基莎发电厂 （Lagisza Power Plant） 位于波兰南部本津（Będzin）市瓦基莎（Łagisza）镇。电厂总装机容量为1060MW，包括5×120MW超高压燃煤火电机组，以及1×460MW世界首台超临界循环流化床（CFB）火电机组。电厂始建于1960年，1963～1967年相继建成7台120MW机组；2006年开始建设460MW循环流化床机组并取代3、4号2×120MW机组，2009年6月投产。发电厂外貌见下图。



瓦基莎发电厂外貌

120MW机组燃用烟煤，锅炉蒸发量为380t/h，过热器出口蒸汽参数为12.5MPa/535℃，汽轮机额定功率为120MW，发电机额定容量分别为150MV·A（1、2、5号机组）、130MV·A（6、7号机组），采用二次循环冷却水系统。

460MW循环流化床机组设计煤种为烟煤，燃料适应性广，可以掺烧30%的煤泥或50%的洗选煤矸石，也可以掺烧10%的生物质燃料。设计煤种收到基低位发热量为20MJ/kg（4780kcal/kg），范围为18～23MJ/kg（4302～5497kcal/kg）；煤泥收到基低位发热量范围为7～17MJ/kg（1673～4063kcal/kg）。460MW循环流化床机组锅炉由美国福斯特·惠勒（Foster Wheeler）公司供货，为超临界、一次中间再热、循环流化床、本生垂直管直流炉，炉内全高度蒸发受热面管屏采用内螺纹管，最大连续蒸发量（BMCR）工况下主蒸汽流量为1300t/h，蒸汽参数为27.5MPa/560℃/580℃，BMCR工况运行时的设计效率为92%，实际运行值达到93%；采用烟气余热回收系统，烟气温度冷却至85℃，提高机组效率约0.8%；采用冷却式紧凑型固体颗粒分离器、整体式流化床换热器（INTREX）、回转式空气预热器等。汽轮机由阿尔斯通公司（Alstom）供货，为超临

界、一次中间再热、单轴、三缸两排汽、凝汽式汽轮机，二次循环冷却，额定功率为460MW，热耗率为7500kJ/(kW·h)。发电机额定容量为570MV·A，由阿尔斯通公司供货。

460MW循环流化床机组净功率为439MW，厂用电率为4.6%，净效率为43.3%（LHV）。460MW循环流化床机组采用炉内喷钙脱硫，燃用设计煤种时的脱硫效率不低于94%，SO_2排放浓度小于200mg/m³（标准状态）；采用低温燃烧、分级燃烧、非选择性催化还原（SNCR）等脱硝工艺，NO_x排放浓度小于200mg/m³（标准状态）；采用静电除尘器，粉尘排放浓度小于30mg/m³（标准状态）。

Waigaoqiao Disan Fadianchang

外高桥第三发电厂 (Waigaoqiao No. 3 Power Plant)

位于上海市浦东新区北部、长江口南岸。三期工程是在外高桥电厂一期工程（1～4号机组，为4×300MW亚临界机组）和二期工程（5～6号机组，为2×900MW超临界机组）基础上连续扩建而成的。三期工程7、8号机组为2×1000MW超超临界燃煤发电机组，同步建设烟气脱硫装置，其中8号机组同步建设脱硝装置，工程于2005年12月26日开工，7、8号机组分别于2008年3月26日和2008年6月7日投产。经热力系统优化及运行改进，三期工程运行供电煤耗一直在280g/(kW·h)及以下，已处于世界同类电厂领先水平。发电厂外貌见下图。



外高桥第三发电厂外貌

工程特点　三期工程锅炉为超超临界变压运行螺旋水冷壁、单炉膛、一次中间再热、燃煤、四角切圆燃烧方式、露天布置、固态排渣、直流塔式锅炉，最大连续蒸发量BMCR工况下主蒸汽流量为2955t/h，主蒸汽压力/主蒸汽温度/再热蒸汽温度为27.9MPa（g）/605℃/603℃，额定工况保证效率（LHV）93.6%，由上海锅炉厂有限公司制造；汽轮机为超超临界、一次中间再热、凝汽式、单轴、带过载补汽阀、四缸四排汽双背压汽轮机，长江水冷却、一次循环，额定功率为1007MW，额定主蒸汽压力/主蒸汽温度/再热蒸汽温度为27MPa（a）/600℃/600℃，额定背压为3.86kPa/4.88kPa（a），保证热耗7320kJ/(kW·h)，由上海汽轮机有限公司制造；发电机为水氢氢冷却、无刷励磁汽轮发电机，铭牌功率为1000MW，额定容量为1111MV·A，功率因数为0.9，由上海汽轮发电机有限公司制造。

总平面采用500kV配电装置-主厂房及脱硫设施-储煤场三列式布置格局，辅助、附属设施布置在主厂房西侧和炉后区域。厂区占地面积为37.8hm²。

主厂房采用汽机房-除氧间-煤仓间-锅炉房四列式布置格局，A排距烟囱中心线241.2m；2炉合用1座高240m的双内筒集束型烟囱；主厂房为钢结构，运转层标高17m。

给水系统配置1×100%容量汽动给水泵，自带独立的凝汽器，不设电动给水泵，采用单列100%全容量卧式高压加热器；凝结水系统采用2×100%容量凝结水泵；主蒸汽、再热蒸汽系统为全弯管技术并优化管道的规格，降低系统压降；机组旁路系统采用100%BMCR高压旁路+65%BMCR低压旁路，另配100%BMCR再热器安全阀，实现机组快速甩负荷FCB功能；脱硫吸收塔进口设置低温省煤器，利用烟气余热降低煤耗，同时降低脱硫系统的用水量。

电气主接线采用发电机-变压器组单元接线，500kV气体绝缘封闭式组合电器GIS屋内配电装置采用内桥接线；设置发电机出口断路器；主变压器采用单相变压器，不设备用相；不设停机/备用变压器，与二期工程共用已有的2台公用/停机/备用变压器；中压厂用电采用10、3kV二级电压系统。

控制系统采用炉、机、电采用集中监控方式，每台机组设1套分散控制系统（DCS）。

运行情况　三期工程主要设计指标、性能试验指标及2010年运行技术指标见表。

设计及性能试验/2010年运行技术指标

项　目	设计值	7号机组	8号机组
发电标准煤耗率[g/(kW·h)]	269.4	264.4/269	264.1/268
供电标准煤耗率[g/(kW·h)]	282.7	274.6/280	274.8/278
厂用电率（%）	4.7	3.72/3.93	3.92/3.60
利用小时（h）	5500	—/7687	—/7004

三期工程获得2009年度国家优质工程金质奖及2011年度国家科技进步二等奖；外高桥第三发电厂获2009年度亚洲最佳环保电厂金奖及2012年度全球卓越绩效奖金奖。

wairanshi ranmei lianhe xunhuan

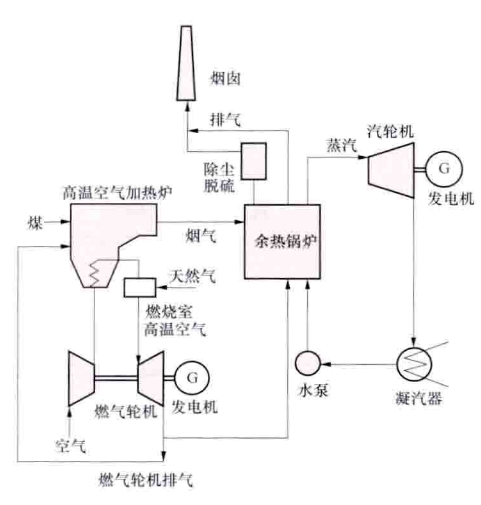
外燃式燃煤联合循环 (indirectly coal-fired combined cycle)

经燃气轮机压气机压缩的空气在燃煤锅炉中加热后，作为燃气轮机工质做功的一种燃煤的燃气-蒸汽联合循环方式。燃烧产生的烟气不和燃气轮机的燃气透平接触，避开了高温烟气净化的难点，可满足燃气透平叶片对粉尘含量等的要求。其效率可达47%以上。

外燃式联合循环可以有多种不同的系统连接方式，图示为原则性系统图。

空气经压缩后（压力约达1.2MPa），进入一台燃煤的高温空气加热炉中，加热到燃气轮机的入口温度。加热后的清洁空气在燃气透平中膨胀做功，输出功率约占系统总输出功率的一半以上。约60%的燃气轮机排气和加热炉的烟气分别通往余热锅炉，产生的蒸汽经过热后供给汽轮机。约40%的燃气轮机排气通往空气加热炉作为燃烧用空气。在燃煤环境下用来加热空气的热交换器管子材料，尚不能超过1400℃的工作温度。避开这一难点的可能途径是：在加热炉中将空气加热到一个合理的温度，然后利用天然气或合成煤气在

燃烧室中补燃，将空气温度进一步升高到燃气轮机的入口温度。在这种条件下，总的能量输入中燃煤约占65%，天然气或合成煤气约占35%。



外燃式联合循环原则性系统图

美国能源部所属的联邦能源研究中心(FETC)推出了基于外燃式联合循环的高性能发电系统项目（High Performance Power System，HIPPS），下表列出了HIPPS的目标。

HIPPS 目标

项　目		单位	现有电站	HIPPS 目标		NSPS*
环境性能	SO_2	mg/MJ		25.8	25.8	258
	NO_x	mg/MJ		25.8	25.8	258
	粉尘	mg/MJ		1.29	1.29	12.9
净效率(HHV)		%	35	47～50	>55	
发电成本		%	100	85	80	
计划实现时间				2005 年	2010 年	

* 美国的 New Source Performance Standards。

HIPPS项目计划分成三个阶段：第一阶段自1992年开始，进行系统性能分析和子系统及部件的技术评价。第二阶段进行子系统的开发和试验，中试电厂的选址和工程设计。第三阶段计划进行中试电厂的施工设计、建设和运行，当时计划2004年完成。现第三阶段计划已经撤销。

在第一、第二阶段中，选择了福斯特惠勒发展公司和联合技术研究中心作为项目承担单位。

联合技术研究中心设计的空气加热炉分成两部分，高温段为液态排渣的辐射式加热炉，利用燃煤火焰的辐射放热来加热管内空气。高镍耐热合金制成的加热管埋设在炉墙的耐火层中，以保护管子免受燃烧产物的损害。一道自上而下的渣帘将炉膛分隔成液态渣区和干渣区，渣帘能吸附烟气中的灰渣，减少灰渣在低温段的沉积。在渣帘后引入再循环烟气使烟温降低。低温段设置对流换热器，把由压气机送来的空气加热到约700℃。一次空气分级进入，以控制燃烧温度，降低 NO_x 生成。MA754合金在试验炉中进行了2000h试验，在大约1MPa压力下，空气温度可达到950℃，短时间可达0.68MPa和1100℃。然后在燃气轮机燃烧室中通过天然气燃烧继续加热到燃气轮机入口温度。

福斯特惠勒设计的系统中采用一个增压流化床部分气化炉，用空气作气化剂，将煤分解成低热值煤气和焦炭，焦炭在空气加热炉中燃烧，将空气加热到760℃，煤气经净化后在燃气轮机燃烧室中燃烧，将空气温度进一步提高到所需要的燃气轮机入口温度。燃气轮机排气除用作部分气化炉和空气加热炉的燃烧空气外，还在余热锅炉中产生蒸汽，蒸汽在空气加热炉中进一步过热后供给汽轮机。

waizhi liuhuachuang huanreqi

外置流化床换热器

（external fluidized bed heat exchanger，EFBHE）　布置在循环流化床锅炉灰循环回路上的一种热交换器，简称外置床。外置床的功能是将循环灰载有的一部分热量传递给一组或数组受热面，兼有循环灰回送功能。它通常由一个灰分配室和一个或若干个布置有浸埋受热面管束的床室组成，这些管束按灰的温度不同可以是过热器、再热器或蒸发受热面，外置流化床换热器典型结构见图1。

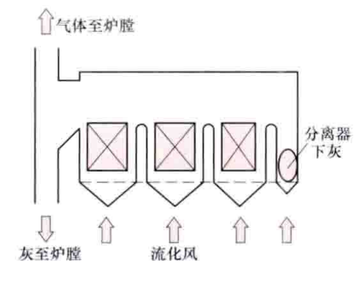


图1　外置流化床换热器结构示意

外置流化床采用低速鼓泡流化床运行方式，因为循环灰平均粒径较小（一般100～500μm），流化速度为0.3～0.5m/s，即可保证正常流化，因此灰粒对受热面管束的磨损很小，管束的使用寿命较长。外置流化床换热器一般采用钢板结构，内衬耐火材料。也有的循环流化床锅炉采用了水冷壁外置床结构。设置外置流化床换热器是鲁奇(Lurgi)型循环流化床锅炉的主要特征，其布置方式见图2。高温分离器分离下来的高温灰一部分通过回料控制器直接进入燃烧室，一部分通过锥形阀送入外置床中，经过换热后再进入燃烧室。

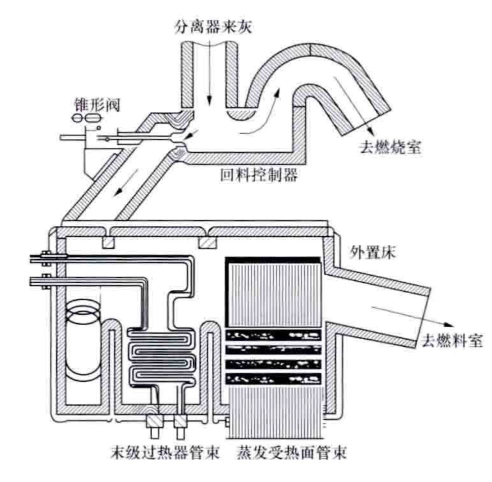


图2　外置床布置图

外置床的设置将循环流化床锅炉燃烧与传热过程部分分离，解决了炉内受热面布置空间不足或虽可布置但磨损倾向严重等问题。由于通过锥形阀使进入外置床的灰流量可控，从而使外置床具有调节燃烧室温度和过热器/再热器汽温的功能。这种调节功能的优越性在低负荷和变负荷工况时尤为突出。在50%～100%负荷范围内，Lurgi型循环流化床锅炉通过锥形阀调节进入外置床中的灰流量及一、二次风配比（保持燃烧室过量空气系数不变），即可保持燃烧室温度的稳定，从而保证锅炉稳定运行；同时，调节进入布置过热器/再热器的外置床中的灰流量，可保持过热器/再热器汽温的稳定。一般可设计成再热汽温完全由外置床控制。

外置床中可以布置受热面，解决了锅炉容量进一步增大而

燃烧室四周表面积相对不足难以布置所需受热面的矛盾，有利于循环流化床锅炉的大型化。

美国福斯特惠勒（Foster Wheeler）公司设计制造的FW型循环流化床锅炉将外置式流化床换热器紧靠炉膛布置，并称为整体式再循环换热器（Integrated Recycle Heat Exchanger Bed，INTREX），其结构见图3。美国路易斯安那州的尼斯科（Nisco）热电厂2台120MW（374t/h，11.2MPa，540/540℃）FW型循环流化床锅炉上即采用了整体式再循环换热器。

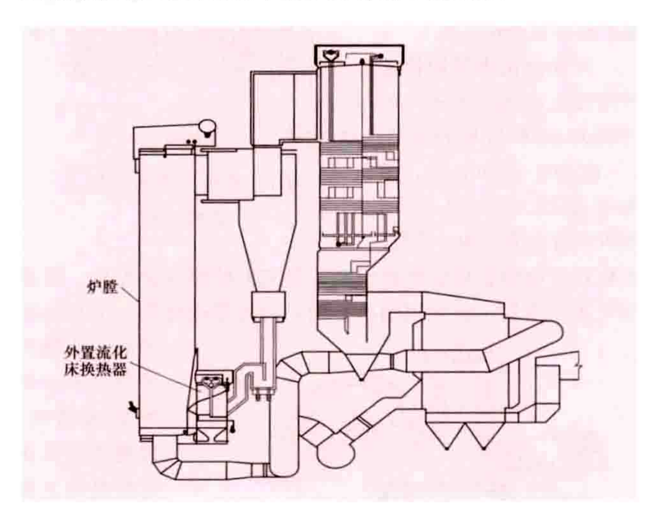


图3 整体式再循环换热器

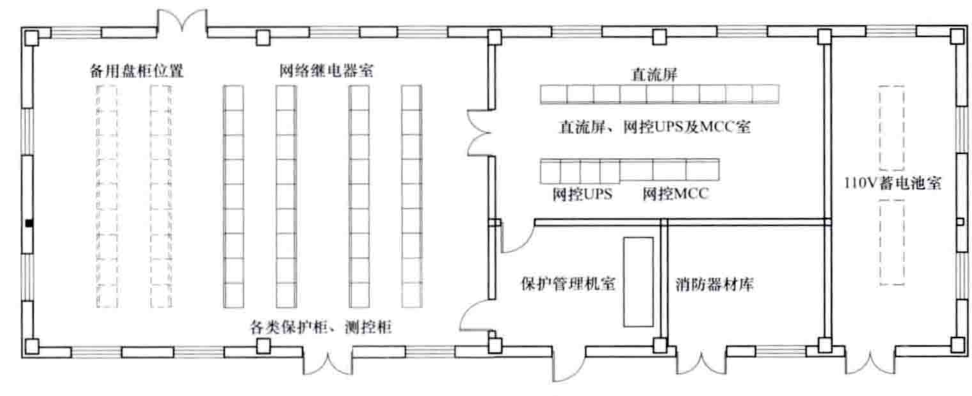
wangluo kongzhishi

网络控制室 （network control room） 电厂监视、控制升压站和输电线路运行的控制中心。布置有保护和控制装置、监控系统、通信等机柜及蓄电池等设备。

网络控制一般采用一对一控制，电厂设有网络控制楼时，网络控制室布置在网络控制楼顶层。控制室的正面布置通常设主环，布置输电线路、联络变压器和母线设备控制屏，采用Ⅱ型或直列式布置。保护屏、电能表屏等布置在控制室后部。控制室以下各层布置电缆夹层及有关装置和设备。网络控制室的面积和设备的配置按照网络控制的需要设计。

在网络控制采用微机监控方式后，网络控制操作员站通常布置在集中（单元）控制室内，监控用显示器（CRT）和键盘可布置在两台机组监控设备的中间或侧面，计算机柜等设备可和机组电子设备间布置在一起。

当发电厂内不单设网络控制室时。可在升压站附近设置网络继电器室，布置监视和控制升压站、输电线路中的联络变压器、开关和母线等电气设备的控制装置及屏柜等设备，设置保护管理机室，直流屏室、交流不停电电源（UPS）及电动机控制中心（MCC）室，110V蓄电池室，消防器材室等。屏柜的布置按电压等级和功能相对集中。各屏柜的布置与配电装置排列次序相对应，使控制电缆最短，敷设时交叉最少。网络继电器室的面积按系统规模和盘柜数量确定，典型的网络继电器室布置见图。



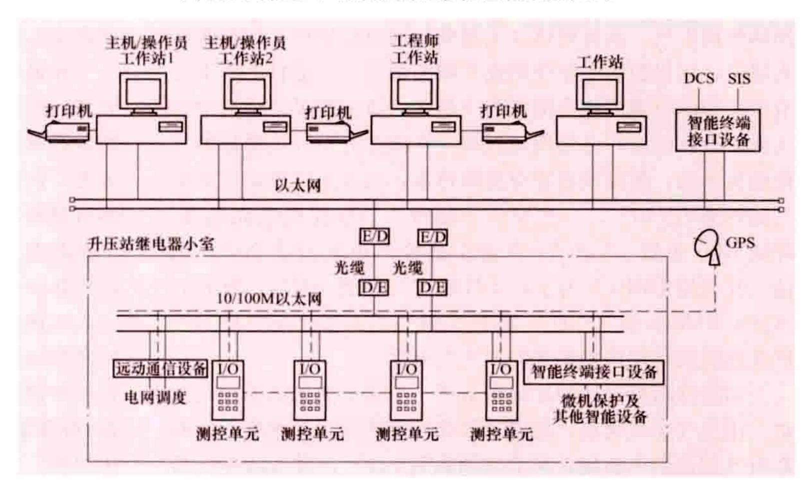
典型网络继电器室布置图

wangluo weiji jiankong xitong

网络微机监控系统 （network computerized monitoring and control system，NCS） 火力发电厂中对电力网络部分控制对象进行监控和管理的计算机控制系统。

网络微机监控系统具有数据采集和处理、监视和报警、控制与操作、统计计算、同步对时、运行管理、制表打印、在线自诊断与冗余管理等功能。对电气参数实时监测，根据需要实现电气设备的监控操作；实现遥测、遥信、遥调、遥控等远动功能，满足电网调度自动化要求。当电厂无厂级监控信息系统（SIS）时，可实现各机组之间功率的经济分配和电厂运行管理功能。监控对象主要有：高压配电装置母线设备、线路设备、联络变压器、降压变压器、并联电抗器等，还有各单元发电机-变压器组及起动/备用变高压断路器的位置信号和必要的测量。

网络微机监控系统采用开放性分层分布式网络结构，设站控层和间隔层。站控层设备包括主机/操作员工作站、工程师工作站、远动通信设备、公用接口设备、值长工作站等；间隔层设备包括测控单元等。网络拓扑采用总线型网络、星型网络或环型网络，双网配置。网络微机监控系统的结构方式很多。常用的方案框图如图所示。



网络微机监控系统原理框图

该系统由站控层和间隔层两部分组成，并用分层、分布、开放式网络系统实现连接。站控层采用双以太网络，间隔层采用现场总线网或双以太网络。站控层由两台操作员站、一台工程师站及微机五防站组成，负责管理和显示有关的运行信息，供运行人员对发电厂网络的运行情况进行监视和控制。间隔层由若干监控子系统（测控单元）组成。测控单元能够完成本间隔数据采集、就地监控、同期及防误操作闭锁等功能，并接收操作员站的控制命令，完成对电气设备的控制。当网络或系统有故障时，测控单元能够完成本间隔设备的监控。网络微机监控系统实现与继电保护、直流系统等设备的数据通信，通过远动通信设备完成远动功能，并与机组分散控制系统（DCS）、电厂管理信息等系统实现数据通信。网络监控系统多数通过操作员站显示器显示系统画面和报警信息，少数电厂也有用大屏幕或模拟屏方式。

当发电厂中无独立的网络控制室时，网控监控系统操作员站一般设在电厂第一单元控制室内。

weiji baoanqi

危急保安器

（over speed governor; emergency governor） 汽轮机转速超过额定转速一定值时立即动作，使汽轮发电机组紧急停机的装置，也称危急遮断器，或称超速保安器。汽轮发电机组超速会使转子部件承受较大的离心力，严重超速可能造成机组损坏事故。所以在汽轮机主轴的端部设有危急保安器，当转速比额定转速高 9%～11%时，危急保安器动作，迅速关闭高中压主汽阀、调节汽阀和抽汽止回阀，切断一切可能进入汽轮机的汽源，实施紧急停机。

结构和原理 危急保安器分为飞锤式和飞环式。图1所示为飞锤式危急保安器，飞锤也称撞击子，其重心偏离转子轴心，飞锤被弹簧压住，在正常工作转速下，飞锤的离心力小于弹簧的预紧力，飞锤仍保持在原位置不动。随着转速的升高，飞锤的离心力也随之增大，当飞锤的离心力大于弹簧的预紧力时，飞锤迅速飞出，撞击在跳闸装置的危急遮断滑阀打击板上，实施紧急停机。随着转速的降低，当飞锤的离心力小于弹簧力时，飞锤恢复到原位置。图2所示为飞环式危急保安器，其工作原理与飞锤式危急保安器相同，其结构仅是以飞环取代飞锤。

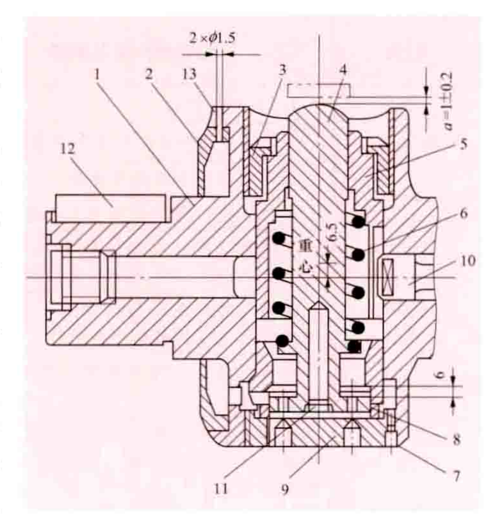


图1 飞锤式危急保安器（单位：mm）
1—飞锤外壳（短轴）；2—两半环；3—调整螺母；4—飞锤；5—导向衬套；6—弹簧；7—螺钉；8—限位衬套；9—塞头；10—特制键；11—特制螺塞；12—键；13—泄油口

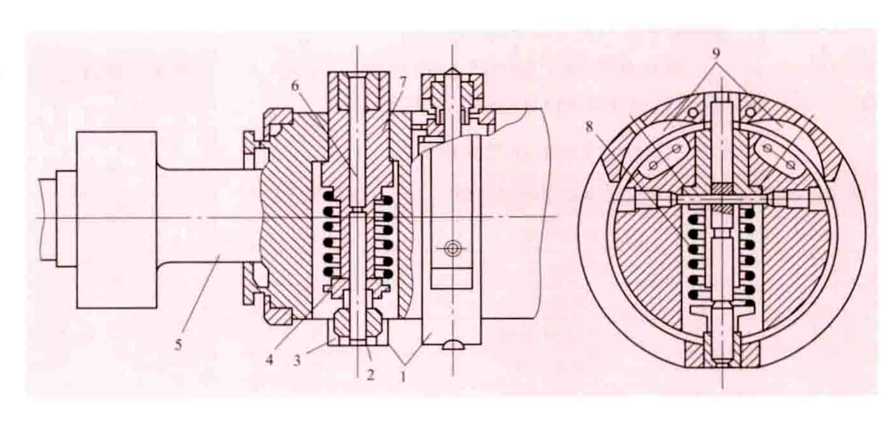


图2 飞环式危急保安器
1—飞环；2—调整螺母；3—指头；4—弹簧支架盘；5—转子；6—导杆；7—套筒；8—弹簧；9—油室

试验与调整 见汽轮机超速试验。

weixian huaxuepin zhongda weixianyuan bianshi

危险化学品重大危险源辨识

（identification of major hazard installations for dangerous chemicals） 依据危险化学品的危险特性及其数量辨识重大危险源，是重大工业事故预防的有效手段。

2000年，中国国家经贸委安全生产局首次提出 GB 18218—2000《重大危险源辨识》。2009年，国家安全生产监督管理总局将该标准修订并更名为 GB 18218—2009《危险化学品重大危险源辨识》。该标准适用于危险化学品的生产、使用、储存和经营等各企业或组织。标准主要内容为危险化学品重大危险源辨识。

重大危险源的辨识依据分为表1和表2所包含的内容。表1规定了容易引发事故的78种典型危险化学品的类别和临界量。划分为爆炸品、易燃气体、毒性气体、易燃液体、易于自燃物质、遇水放出易燃气体的物质、氯化物质、有机过氧化物质、毒性物质6大类9小类。表2规定了其他危险化学品的类别和临界量。

在表1范围内的危险化学品，按表1确定危险化学品临界量；未在表1范围内的危险化学品，依据其危险性，按表2确定临界量；若一种危险化学品具有多种危险性，按其中最低的临界量确定。

单元内存在危险化学品的数量等于或超过表1、表2规定的临界量，即被定为重大危险源。单元内存在的危险化学品的数量根据处理危险化学品种类的多少区分为两种情况：一种情况是单元内存在的危险化学品为单一品种，则该危险化学品的数量即为单元内危险化学品的总量，若等于或超过相应的临界量，则定为重大危险源；另一种情况是单元内存在的危险化学品为多品种时，则按式下式计算，若满足下式，则定为重大危险源，即

$$q_1/Q_1+q_2/Q_2+\cdots+q_n/Q_n\geqslant 1$$

式中 $q_1, q_2, \cdots, q_n$ 为每种危险化学品实际存在量，T；$Q_1, Q_2, \cdots, Q_n$ 为与各危险化学品相对应的临界量，T。

表 1　危险化学品名称及其临界量

序号	类别	危险化学品名称和说明	临界量（T）
1	爆炸品	叠氮化钡	0.5
2		叠氮化铅	0.5
3		雷酸汞	0.5
4		三硝基苯甲醚	5
5		三硝基甲苯	5
6		硝化甘油	1
7		硝化纤维素	10
8		硝酸铵（含可燃物>0.2%）	5
9	易燃气体	丁二烯	5
10		二甲醚	50
11		甲烷，天然气	50
12		氯乙烯	50
13		氢	5
14		液化石油气（含丙烷、丁烷及其混合物）	50
15		一甲胺	5
16		乙炔	1
17		乙烯	50
18	毒性气体	氨	10
19		二氟化氧	1
20		二氧化氮	1
21		二氧化硫	20
22		氟	1
23		光气	0.3
24		环氧乙烷	10
25		甲醛（含量>90%）	5
26		磷化氢	1
27		硫化氢	5
28		氯化氢	20
29		氯	5
30		煤气（CO，CO 与 H_2、CH_4 的混合物等）	20
31		砷化三氢（胂）	12
32		锑化氢	1
33		硒化氢	1
34		溴甲烷	10
35	易燃液体	苯	50
36		苯乙烯	500
37		丙酮	500
38		丙烯腈	50
39		二硫化碳	50
40		环己烷	500
41		环氧丙烷	10
42		甲苯	500
43		甲醇	500
44		汽油	200
45		乙醇	500
46		乙醚	10
47		乙酸乙酯	500
48		正己烷	500

续表

序号	类别	危险化学品名称和说明	临界量（T）
49	易于自燃的物质	黄磷	50
50		烷基铝	1
51		戊硼烷	1
52	遇水放出易燃气体的物质	电石	100
53		钾	1
54		钠	10
55	氧化性物质	发烟硫酸	100
56		过氧化钾	20
57		过氧化钠	20
58		氯酸钾	100
59		氯酸钠	100
60		硝酸（发红烟的）	20
61		硝酸（发红烟的除外，含硝酸>70%）	100
62		硝酸铵（含可燃物≤0.2%）	300
63		硝酸铵基化肥	1000
64	有机过氧化物	过氧乙酸（含量≥60%）	10
65		过氧化甲乙酮（含量≥60%）	10
66	毒性物质	丙酮合氰化氢	20
67		丙烯醛	20
68		氟化氢	1
69		环氧氯丙烷（3 氯 1，2 环氧丙烷）	20
70		环氧溴丙烷（表溴醇）	20
71		甲苯二异氰酸酯	20
72		氯化硫	1
73		氰化氢	1
74		三氧化硫	75
75		烯丙胺	20
76		溴	20
77		乙撑亚胺	20
78		异氰酸甲酯	0.75

表 2　未在表 1 中列举的危险化学品类别及其临界量

类别	危险性分类及说明	临界量（T）
爆炸品	1.1A 项爆炸品	1
	除 1.1A 项外的其他 1.1 项爆炸品	10
	除 1.1 项外的其他爆炸品	50
气体	易燃气体：危险性属于 2.1 项的气体	10
	氧化性气体：危险性属于 2.2 项非易燃无毒气体且次要危险性为 5 类的气体	200
	剧毒气体：危险性属于 2.3 项且急性毒性为类别 1 的毒性气体	5
	有毒气体：危险性属于 2.3 项的其他毒性气体	50
易燃液体	极易燃液体：沸点≤35℃且闪点<0℃的液体；或保存温度一直在其沸点以上的易燃液体	10
	高度易燃液体：闪点<23℃的液体（不包括极易燃液体）；液态退敏爆炸品	1000
	易燃液体：23℃≤闪点<61℃的液体	5000
易燃固体	危险性属于 4.1 项且包装为Ⅰ类的物质	200
易于自燃的物质	危险性属于 4.2 项且包装为Ⅰ或Ⅱ类的物质	200

续表

类 别	危险性分类及说明	临界量(T)
遇水放出易燃气体的物质	危险性属于4.3项且包装为Ⅰ或Ⅱ类的物质	200
氧化性物质	危险性属于5.1项且包装为Ⅰ类的物质	50
	危险性属于5.1项且包装为Ⅱ或Ⅲ类的物质	200
有机过氧化物	危险性属于5.2项的物质	50
毒性物质	危险性属于6.1项且急性毒性为类别1的物质	50
	危险性属于6.1项且急性毒性为类别2的物质	500

注：以上危险化学品危险性类别及包装类别依据GB 12268确定，急性毒性类别依据GB 20592确定。

weibu yandao zairanshao

尾部烟道再燃烧 (flue dust reburning)

锅炉炉膛燃烧延迟和未燃尽的燃料积存于尾部烟道和受热面上发生的燃烧现象。

主要现象　尾部烟道的烟气温度突然升高，热风温度升高，炉膛和烟道的负压剧烈变化甚至形成正压，烟道不严密处向外冒烟或喷出火星，烟囱冒黑烟，回转式空气预热器电动机电流增大。

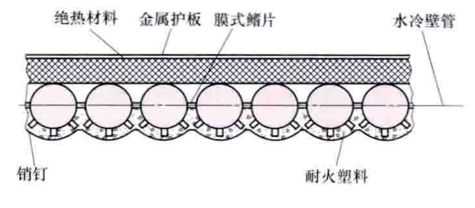
产生的原因　燃烧调整不当，煤粉粗，风量不足，以及油燃烧器的雾化不良，使未燃尽的可燃物积存在尾部受热面上或烟道内；锅炉长期在低负荷下运行，烟速低，以及起、停炉时，燃烧不良，通风不好，使可燃物积存在烟道内等。

危害　会使布置在烟道内的相应受热面过热损坏，回转式空气预热器停止转动，引风机轴承烧坏。当确认发生再燃烧时，应及时投运相应区域的吹灰器进行灭火，如排烟温度上升至手动停炉值时应立即停炉，并停止送风机和引风机运行，关闭各风门、挡板、烟道上的孔门，并对尾部烟道内进行灭火，严禁锅炉通风。

weirandai

卫燃带 (wall with refractory lining; refractory belt)

在锅炉炉膛水冷壁的向火面上涂敷高温耐火材料而形成的覆盖层。当燃用着火与燃烧性能差的煤时，用以减少燃烧器区域水冷壁的吸热，提高该区的火焰温度，确保燃料着火燃烧的稳定性；在液态排渣炉和旋风炉内，用以提高火焰温度，强化燃料的燃烧，保证煤灰熔化成液体状态，顺利流出炉膛。为敷设、固定和冷却耐火材料，水冷壁管上必须焊接足够数量的销钉（见图）。所用耐火材料应有良好的耐热、耐腐蚀性，同时还必须有高的导热性，通常采用高铝钒土质、锆英石或碳化硅质耐火塑料（见炉墙材料）。在现场配制、涂敷、捣打，并按规定的工艺进行热养护处理。对于结构设计、选材、涂敷、捣打与热养护处理良好的卫燃带，不仅效果显著、使用寿命长，而且对水冷壁有防磨防腐蚀作用。卫燃带敷设的部位及其面积大小与燃料特性、炉型有关。燃用低挥发分的煤时，常常需要在燃烧器区域的水冷壁上敷设卫燃带。但是，如果敷设的部位不恰当，或面积过多，则可能出现炉内严重结渣，炉膛出口烟温升高，导致过热汽温升高，或引起屏式过热器严重沾污结渣，影响锅炉的安全运行。



卫燃带结构

wendu jiance

温度检测 (temperature measurement)

对物体冷热程度的测量。常用的测温仪表与元件有膨胀式温度计、热电偶、热电阻、辐射测温仪表、（超）声波温度测量装置、温度变送器等。按照测量方法的不同，测温仪表分为接触式和非接触式两类。

膨胀式温度计　利用两种固体的线膨胀差异、液体的体膨胀、低沸点液体的饱和蒸汽压力与温度的关系，以及定容下气体压力与温度的关系来检测温度的仪表，如双金属温度计、玻璃液体温度计、压力式温度计等，可分别用于−80～+600、−100～+600、−200～+600℃范围内的测温。

热电偶　常用的直接测量温度的测量元件。由两种不同的导体组成闭合回路，当两种导体接点处于不同的温度，回路中就会出现热电势，这一现象称为热电现象，这两种导体称为热电偶的热电极，两个接点分别称为测量端（或工作端）和参比端（或自由端）。热电势只与热电极的材料性质及两端温度有关，而与热电极的长度、截面形状、尺寸以及沿电极的温度分布无关。当参比端温度恒定时，就能根据测得的热电势求得测量端温度。

热电偶可用于−200～+1800℃范围内的测温。热电偶的结构类型有普通型和铠装型。

由于在较低的温度范围内，补偿导线与延长的热电偶具有相同的热电性质，所以在工程中使用补偿导线来延长热电偶热电极，使热电偶参比端移至温度恒定或变化较小的地方。

热电阻　利用纯金属或半导体的电阻随温度变化的特性来测量温度。

纯金属热电阻　具有正的电阻温度系数，常用的热电阻材料有铂和铜。铂电阻的电阻—温度特性重复性好，宜用作高精度测量，在−260～+850℃范围内使用；铜电阻可在−50～+150℃范围内使用。热电阻结构也有普通型和铠装型两种。

半导体热敏电阻　电阻温度系数一般为负，电阻值随温度升高按指数规律下降；测温灵敏度高，体积小；但特性分散性大，只有用串、并联固定电阻的方式使之特性一致，才能在使用中互换；常用测温范围为−50～+300℃。

辐射式测温仪表　利用物体的热辐射与温度的关系，通过检测辐射能量来测量温度的仪表，属非接触测温方法，测温上限高。辐射式测温仪表按原理可分为光学高温计、全辐射高温计和比色高温计三类。

光学高温计　根据M. 普朗克（Max Planck）定律所确定的绝对黑体单色辐射强度与波长和温度的关系，在确定波长下，通过测量单色辐射强度（即单色辐射亮度）来测量温度，所测得的温度是物体的亮度温度。

全辐射高温计　根据绝对黑体的全辐射能力与物体温度的关系，应用热电堆、热敏电阻、光电池、光敏电阻或热释

电元件检测全辐射能量或某个波段（如红外波段）的辐射能量来测量温度，所测得的是物体的辐射温度。

比色高温计　根据绝对黑体两个波长 λ_1 和 λ_2 下的单色辐射强度之比与温度 T 的关系，应用光电元件检测单色辐射强度之比来测量温度的仪表。仪表测得的是物体的比色温度，它比亮度温度和辐射温度更接近物体的真实温度。另外，被测物体与仪表之间的中间介质对辐射的吸收对其测温精确度影响也较小。

（超）声波温度测量装置　基于（超）声波在气体介质中的传播速度与该气体绝对温度平方根的函数关系来测量气体温度的检测仪表。21 世纪初该类温度测量装置的使用数量有所增加。

温度变送器　将测温元件感受到的温度信号转换为标准信号的仪表。按照输入信号，分为直流毫伏变送器、热电偶温度变送器、热电阻温度变送器；按照仪表结构，分为模拟式温度变送器（包括一体化、二线制、四线制）和智能式温度变送器。

参考书目

《工业自动化仪表与系统手册》编辑委员会．工业自动化仪表与系统手册．北京：中国电力出版社，2008.

wenpaishui kuosan huanjing yingxiang yuce yu pingjia

温排水扩散环境影响预测与评价

(thermal discharge diffusion environmental quality forecast and impact assessment)　对火电厂排放的温排水注入自然水域以后，影响地表水的范围与程度进行分析、预测和评价。

火电厂排放的温排水注入自然水域以后，与其他污染物一样，具有被水体稀释和自净化的过程，形成一定的流场、温度场和相应的热量输移规律。影响流场、温度场及热量输移规律的因素很多，包括：①温排水本身具有的水力热力特性，如温排水的排放量、排放温度；②排取水工程的具体条件，如工程平面布置、结构型式、尺寸；③环境水域的各种条件，如水域几何边界、水深、水文气象状况等。每一种因素的变化都将影响流场、温度场以及热量输移的特性。上述各种因素可归纳为温排水运动流型特征和环境水域特性两个方面。

温排水运动流型特征　根据温排水运动的特性，可将受纳水域分为近区及远区。温排水注入受纳水域时，由于起始动量和温度差（密度差）的作用，在排水口局部水域形成复杂的流动特性。一方面因射流出流的影响，发生温排水与周围环境水体的卷吸和掺混，使环境低温水掺入到温排水中；另一方面又受浮力的作用，抑制水流的掺混并使温排水上浮水面。具有该流动特性的区域称为近区。排入水域中的废热，在近区内被大量稀释。温排水的温度急剧下降，其幅度取决于温排水的出流速度。近区范围较小，仅限于排水口附近的局部水域。在受纳水域中除近区外均属远区。由于温排水沿程扩散和向大气散热，在远区内的流速和水面温度也随之减小和降低。层间的掺混作用与近区相比大为减弱。温排水的载热量靠远区水面向大气散发，所以远区是主要散热区。表层与底层间的热量交换和传导，使部分热量积蓄于水体中，提高了受纳水域的基底温度。

近区与远区的水流运动和热量传输各有其特性，但两区毗邻，各自的特性又互为影响。一般认为近区范围与温排水出流速度、排水口几何尺度，以及温排水与环境水体的密度差等因素有关。美国哈里曼提出近区与远区分界点的经验公式，即

$$x_i = 15F_{lo}\sqrt{b_0 h_0} \tag{1}$$

$$F_{lo} = u_0 \Big/ \left[\frac{\rho_\infty - \rho_0}{\rho_\infty} g (b_0 h_0)^{\frac{1}{2}}\right]^{\frac{1}{2}} \tag{2}$$

式中 b_0 为排水口半宽；h_0 为排水口深；u_0 为排水口出流速度；F_{lo} 为密度福氏数；ρ_∞ 和 ρ_0 分别为环境水体密度和温排水密度；g 为重力加速度。排水口至 x_i 为近区，大于 x_i 为远区。

环境水域特性　自然水温是静止水体在自然状态下具有的温度，反映了一定区域气象因素变化的综合影响。在同一地区、同一气象条件下，由于水域的容积，尤其是水深的不同，其自然水温也有所不同。在给定水域内，当水体温度高于自然水温时，水体处于放热状态；反之则水体处于吸热状态。所以自然水温是研究目标水体热状态变化的重要参数。自然水温以符号 T_∞ 表示。

水域中受纳废热后，水体温度高于自然水温。这部分热量将力图通过水面蒸发、水与大气接触面的导热，以及水面辐射等方式转移到大气中使水体温度恢复到自然状态。因此，水体受热后的温度与自然水温之差是水面散热的动力。水面散热量的表达式为

$$H = K(\overline{T} + T_\infty)A \tag{3}$$

式中 K 为水面综合散热系数；A 为水面有效散热面积；$\overline{T}$ 为水域受热后的水面平均温度。

水面综合散热系数是计算水面与大气热交换量的重要参数，是废热自净速度的基本指标。其定义是单位面积、单位温差的水面散热量，单位是 W/（m^2·℃）。

预报温排水运动的流场与温度场一般采用以下四种方法：①估算方法。利用简化的含经验系数的理论公式，或经长期监测建立的经验公式对目标水域的温排水运动进行估算。这种方法简便、省时，可以估计水面某一超温的影响范围和工业取水温度。但使用条件有一定的局限性、精度较低。②数学模型方法。根据受纳温排水水域的类型和其他已知条件，建立各类数学模型并计算求解。可用于预报不同流型的流场和温度场。③物理模型试验方法。按照相似准则设计模型，通过试验可以演示不同条件下温排水的运动状况和温度场。物理模型试验方法直观、明确、精度较高，常用该方法预测对水环境的影响程度，以及选定热影响小、效益高的工程措施。④原体观测方法。对于已投入运行的温排水工程，可以在现场通过对流场、温度场的测量，来推断工程扩建后对水环境的影响，或者为其他具有类似条件的工程提供分析比较的依据。用该方法还可以取得某些参数，为数学模型和物理模型提供计算和试验的数据。

评价的方法见地表水环境影响预测与评价。

woliu jiance

涡流检测

(eddy testing)　以交流电磁线圈在金属构件表面感应产生涡流的无损检测技术。适用于导电材料，包括铁磁性和非铁磁性金属材料构件的缺陷检测。涡流检测在检测时不要求线圈与构件紧密接触，也不需要在线圈与构

件间充满耦合剂，容易实现检验自动化。但涡流检测仅适用于导电材料，只能检测表面或近表面层的缺陷，不便使用于形状复杂的构件。在火力发电厂中主要应用于检测凝汽器管、汽轮机叶片、汽轮机转子中心孔和焊缝等。

原理　当交流电通入线圈时，若所用的电压及频率不变，则通过线圈的电流也将不变。如果在线圈中放入一金属管，管子表面感生周向电流，即电子涡流。涡流磁场方向与外加电流的磁化方向相反，因此将抵消一部分外加电流，从而使线圈的阻抗、通过电流的大小、相位均发生变化。管的直径、厚度、电导率和磁导率变化以及有缺陷存在时，均会影响线圈的阻抗。若保持其他因素不变，仅将缺陷引起阻抗的信号取出，经仪器放大并予检测，就能达到检测目的。涡流信号不仅能给出缺陷的大小，而且在涡流检测时可以根据表面下的涡流滞后于表面涡流一定相位，采用相位分析判断出缺陷的位置（深度）。

检测线圈　在涡流检验中，为了适应不同检测目的，按照检测线圈和被检构件的相互关系分为穿过式线圈、内通式线圈和放置式线圈三大类。如需将工件插入并通过线圈检测时采用穿过式线圈。对管件进行检测时，有时必须把线圈放入管子内部进行检验，则采用内通式线圈。采用放置式（点式）线圈时，把线圈放置于被查的工件表面进行检测。这种线圈体积小、线圈内部一般带有磁芯，灵敏度高，便于携带，适用于大型构件以及板材、带材等的表面裂纹检验。

按照检测线圈的使用方式，可分为绝对线圈式、标准比较线圈式和自比较式三种型式。只用一个检测线圈称为绝对线圈式。用两个检测线圈接成差动形式，称为标准比较线圈式。采用两个线圈放于同一被检构件的不同部位作为比较标准线圈，称为自比较式，是标准比较线圈式的特例。

基本电路　由振荡器、检测线圈信号输出电路、放大器、信号处理器、显示器和电源等部分组成。

wuran qixiangxue

污染气象学　(pollution meteorology)　研究大气运动和大气中污染物相互作用的学科。是应用气象学的一个分支，也是环境科学的重要组成部分。

污染气象学主要研究大气边界层中大气运动引起的污染物输送、扩散、迁移和转化等过程，以及大气中污染物对大气热平衡、天气气候变化的影响。

大气边界层　也称行星边界层，是大气层中与地球表面直接接触并受其强烈影响的边界层。大气和地球表面间的全部动量交换、水汽交换以及大部分热量交换都发生于该层中，人类活动排入大气的大部分污染物也进入该层。大气边界层中的风速、温度和湿度有明显的日变化。大气边界层的厚度与地面粗糙度、风速及地面加热情况有关，通常变化于300～400m至1～2km之间。大气边界层中最靠近地面的薄层，厚度约为边界层厚度的1/10，称为近地面层。近地面层中动量、热量及水汽通量随高度变化很小，可假定为常量，故近地面层也称为常通量层。近地面层以上的部分称为爱克曼层或上边界层。在爱克曼层中，风向随高度向右方偏转（在北半球）。

大气运动对污染物扩散的影响　污染物在大气中的扩散和输送受风和温度空间分布的制约。大气的湍流运动则引起污染物的稀释和再分配。

大气中存在不同尺度的涡旋运动。时间尺度在数十分钟以下的涡旋运动称为大气湍流。大气湍流使空气发生强烈的混合，造成其物理属性的扩散，其强度和尺度远大于分子扩散，是大气中，特别是边界层中各种物理量传输的主要过程。大气中许多物理过程都受到大气湍流的影响。大气湍流的发生有其动力条件和热力条件。风速切变是扰动产生的动力因素，而温度分布不均匀则是大气湍流产生的热力因素。在不稳定大气中，湍流扩散强，在稳定大气中，湍流扩散弱。

地形和下垫面对污染物输送和扩散的影响　在平原地区，风向和风速在同一水平面上基本是均匀的，污染物的扩散基本遵循高斯分布。在山区，地形起伏使得接受的太阳日辐射强度和辐射冷却不均匀，由此引起的热力环流称为地形风。深谷还可出现山谷风的闭合环流，其上部的反向气流称反向山谷风。在沿海（湖）地区，水陆温差会产生局地环流——海陆风。在城市，由于城市热岛效应使农村的冷空气向城市辐合上升，也会形成热岛环流。局地环流会直接影响到污染物的输送与扩散过程。

大气自净过程　在大气中自然进行的迁移、转化过程称为大气自净过程。清除途径包括重力沉降、降水冲刷、大气化学反应等。

大气污染对天气和气候的影响　大气污染会对局地气候和区域气候发生影响。例如：大气污染会使局部地区能见度降低，雾霾天气增加；排入大气的颗粒物可作为凝结核使水汽凝聚成水滴，造成局部地区降水量增多。近年来，人们认为大量排入大气中的二氧化碳等气体造成的温室效应正使全球气候变暖，空气污染对全球气候的影响已受到各方关注。

进入20世纪80年代后，污染气象学正向多学科的结合发展。研究内容从大气运动与一次污染物（如二氧化硫、氮氧化物等）的相互影响向污染物的转化、酸雨、臭氧层破坏及温室效应等的研究方向发展。研究手段则从现场观测、理论分析向现场观测、数值试验、物理模拟相结合的方向发展。

wuranwu de qianyi zhuanhua

污染物的迁移转化　(transfer and transformation of pollutions)　污染物在环境中发生空间位置变化并由此引起污染物在化学、生物或物理等作用下改变形态或转变成另一种物质的过程。

迁移和转化是两个不同而又相互联系的过程，两者往往是伴随进行的。各种污染物的迁移转化过程取决于它们的物理、化学性质和所处的环境条件。迁移的方式有机械迁移、物理化学迁移和生物迁移。最常见的转化是化学转化，如氧化还原、催化氧化和络合水解等。物理转化主要通过吸附、解析、蒸发、凝聚等过程来完成。污染物可通过大气、水体、土壤和生物体等多种途径发生迁移转化。

大气中的迁移转化　主要通过光化学氧化、催化氧化等

反应使大气污染物发生化学转化。二氧化硫（SO_2）的化学性质较稳定，可随风传输几千千米，但在迁移中如遇到氢氧基（HO）等强氧化剂时，一部分 SO_2 会被氧化成 SO_3，遇水生成硫酸，氧化速度一般不超过 3%/天。由于氢氧基的浓度直接受太阳光辐射强度的影响，中午氧化速度最高，夜间最小。如果 SO_2 沉积在烟尘粒子上或溶在水滴中，SO_2 也会被尘粒或水滴中的过渡金属（锰、铁等）催化氧化。火电厂烟气经过城市上空时，烟气中的氮氧化物（NO_x）遇城市中的碳氢化合物，在阳光辐射下会发生一系列化学反应，使烟气中的臭氧（O_3）等氧化剂浓度增加，氮氧化物和碳氢化合物也转化成其他物质，如过氧乙酰硝酸酯、醛、酮、有机酸等。因此，电厂的 SO_2、氮氧化物也可以部分转化为二次颗粒物。

水体中的迁移转化　主要通过氧化还原、络合水解和生物降解等作用使污染物发生化学转化。火电厂灰水中常含有重金属，这些重金属在不同的氧化还原条件下很容易接收或失去电子，导致价态发生变化，毒性也发生变化。如三价铬和六价铬、三价砷和五价砷在不同氧化还原条件下可互相转化。在水体底泥中，由于厌氧细菌的作用，无机汞可转化成有机汞（一甲基汞、二甲基汞），毒性会大大增加。

土壤中的迁移转化　除与污染物本身性质有关外，主要取决于土壤的物理化学性质，如土壤的 pH 值、温度、湿度、氧化还原条件及微生物种类等。例如重金属随灰水渗入土壤后，其迁移能力很大程度上取决于土壤的吸附作用。土壤中的黏粒和腐殖酸能吸附重金属而降低其活性。土壤的 pH 值对重金属迁移转化影响也很大。如果土壤 pH 值偏低，灰水中的重金属将呈离子状态随灰水下渗迁移；如果土壤 pH 值偏高，灰水中的重金属会生成不溶态的盐类，沉积在土壤上。土壤中微生物所起的生物化学作用，主要借助于它们所产生的酶系来实现，由于土壤中形成了能分解酚的酶，所以在长期利用适当的含酚污水灌溉农田时，土壤中不会出现酚的积累。

生物中的迁移转化　污染物通过生物体的吸收、代谢、生长、死亡等过程实现的迁移转化，是非常复杂的过程，与生物种属的生理、生化等作用有关。一般来讲，不同的生物体对不同的污染物有选择吸收和积累作用，在其代谢过程中或通过食物链能蓄积某些元素或难分解的化合物，并随生物的生长发育不断被浓缩累积。

污染物的迁移转化主要采用实验室模拟和现场实测两种研究方法。模拟实验是在实验室内按设计的环境条件进行试验研究。如在风洞中进行烟气扩散实验，冷却塔排烟（即烟塔合一）项目已在环境影响评价中进行了风洞物理模型实验；在烟雾箱中进行化学反应机理研究；在土壤实验室进行地下水污染研究等。排烟冷却塔的大气环境防护距离以风洞物理模型实验所模拟出的空腔区距离作为主要依据；SO_2 在大气中的氧化速度则是将燃煤电厂烟气通入烟雾箱在光照下得到的。现场实测包括在现场环境对污染物的迁移转化进行监测、分析、研究，包括进行各种示踪剂试验。实验室模拟试验由于实验条件不可能完全模拟环境条件，故其结果常需用现场实测数据进行验证和修正。现代的分析测试技术是研究污染物迁移转化的有效手段。

wuranwu paifang biaozhun

污染物排放标准　(standard for discharge of pollutants)

为实现环境质量标准或环境目标，对人为污染源排入环境的污染物的浓度或数量所做出的限量规定。制定该类标准的目的是控制污染源的排放量，提高污染物治理技术水平，改善环境质量。

污染物排放标准是依法制定和实施的规范性文件，是环境保护技术规程。污染物排放标准的核心内容，是针对环境排污行为做出的限制性规定，因此排放标准是排污行为规范。中国现行的《大气污染防治法》《水污染防治法》都规定了排污单位达标排放的法律责任，因此污染物排放标准也是判定排污行为是否合法的重要依据。污染物排放标准是工程设计、环境影响评价、环保设施建设运行、环境保护监督管理的重要依据。

污染物排放标准按污染物形态分为气态、液态、固态及物理性污染物（如噪声）排放标准。气态污染物排放标准，规定了二氧化硫、氮氧化物、颗粒物、汞、硫化氢、氯、氟等的容许排放量或排放浓度；液态污染物排放标准，规定了废水（废液）中所含的油类、有机物、无机物、金属化合物等的容许排放量或排放浓度；固态污染物排放标准，规定了填埋、堆存和进入农田等处的固体废物中的有害物质的容许含量；此外还有物理性的污染物排放标准如环境噪声排放标准等。

污染物排放标准按适用范围分为综合排放标准和行业排放标准。综合排放标准规定一定范围（全国或某个区域）内普遍存在或危害较大的污染物的容许排放量或排放浓度，适用于各个行业。有的综合排放标准按不同排向（如水污染物按排入下水道、河流、湖泊、海域）分别规定容许排放量。中国已颁布实施的综合性污染物排放标准有《大气污染物综合排放标准》《污水综合排放标准》《工业企业厂界环境噪声排放标准》等。

行业排放标准规定了某一行业所排放的各种污染物的容许排放量或浓度，只对该行业有约束力。同一污染物在不同行业中的容许排放量可能不同。行业污染物排放标准可以按照不同的生产工序规定污染物容许排放量，如钢铁工业的废水排放标准可按炼焦、烧结、炼铁、炼钢、酸洗等工序分别规定废水中的 pH 值、悬浮物总量和油等的容许排放量。行业污染物排放标准也可以按照燃料的种类规定容许排放浓度，如《火电厂大气污染物排放标准》对于燃煤、燃油和燃气所排放的烟气污染物分别规定了不同的容许排放浓度。中国由国务院环境保护行政主管部门制定并颁布实施的国家污染物排放标准有百余项，其中固定源大气污染物排放标准34项，水污染物排放标准62项，环境噪声排放标准11项。

按照《中华人民共和国环境保护法》第十条的规定，国务院环境保护行政主管部门根据国家环境质量标准和国家经济、技术条件，制定国家污染物排放标准。省、自治区、直辖市人民政府对国家污染物排放标准中未做规定的项目，可以制定地方污染物排放标准；对国家污染物排放标准中已做规定的项目，可以制定严于国家污染物排放标准的地方污染物排放标准。地方污染物排放标准须报国务院环境保护行政主管部门备案。

在排放标准的执行次序上，除若干有行业排放标准和地

方排放标准的行业和地方外，其余均执行国家的综合排放标准。

制定排放标准是国际上通行的污染物控制手段之一，除中国外，欧盟委员会、美国、加拿大、澳大利亚、新西兰、瑞士、日本、土耳其、印度尼西亚等都有针对燃煤电厂的大气污染物排放标准。

wuranyuan xianzhuang diaocha

污染源现状调查 (investigation of pollution source)

根据污染物达标排放的要求，对某一地区造成污染的原因进行调查，建立污染源档案，估量并比较各污染源对环境的危害程度及其潜在危险，确定该地区的重点控制对象和控制方法的过程。污染源是指造成环境污染的污染物发生源，通常指向环境排放有害物质或对环境产生有害影响的场所、设备、装置或人体。如火电厂的燃煤烟囱属于大气污染源，火电厂又属于向环境排放废水和其他废物的混合污染源。

污染源类型按排放方式分为点源、面源、线源、体源等，按环境要素分为大气、水、噪声等污染源，按时间分为现有、在建、未建等污染源。

污染源调查的步骤为：①普查，查清区域内的污染源和污染物的一般情况，并将调查材料进行分类整理；②根据区域内环境问题的特点（如火电厂主要是大气污染）确定进一步调查的对象，进行深入调查；③整理调查资料，写出调查报告和建立污染源档案。普查的主要内容是污染源的名称、位置，污染物名称、排放量、排放强度、排放方式、排污去向（排向大气、水体等）和排放规律（定时集中排放、连续均匀排放等）。进一步调查的内容因污染源而异。在污染源调查报告中除综述一般情况外，应提出治理方法的建议。污染源档案主要是以统计表格和图记录各个污染源的基本情况。污染源调查方法视具体情况确定。

污染源调查主要应分析项目的所有污染源（对于改、扩建项目应包括新、老污染源），评价范围内与项目排放污染物有关的其他在建项目、已批复环境影响评价文件的拟建项目等污染源。如有区域替代方案，还应调查评价范围内所有拟替代的污染源。现状监测值中能反映评价范围内除评价项目外现状污染源贡献值的都可以不做调查。对于新建项目可通过类比调查、物料衡算或设计资料确定；对于评价范围内的在建和未建项目的污染源调查，可使用已批准的环境影响报告书中的资料；对于现有项目和改、扩建项目的现状污染源调查，可利用已有有效数据或进行实测；对于分期实施的工程项目，可利用前期工程最近5年内的验收监测资料、年度例行监测资料或进行实测。评价范围内拟替代的污染源调查方法与项目的污染源调查方法相同。火电厂环境影响评价污染源调查对象主要是大气污染源。

火电厂环境影响评价中的污染源调查类型主要为同类点源。点源调查内容有：排气筒底部中心坐标，以及排气筒底部的海拔高度；排气筒几何高度及排气筒出口内径；烟气出口速度；排气筒出口处烟气温度；各主要污染物正常排放速率、排放工况、年排放小时数等。

火电厂烟气污染源调查特点以收集环保部门的统计资料为主，结合具体污染源进行实测作为补充。初期实测以人工采样和手工分析为主，劳动强度大，效率低。2001年，HJ/T 75—2001《火电厂烟气排放连续监测技术规范》颁布后，火电厂固定式烟气排放连续监测系统得到推广应用。由直接安装在烟囱或烟道（包括旁路）上的监测系统对烟气进行实时测量（不需要抽取烟气在烟囱或烟道外进行分析），系统与当地环保部门联网，数据实时传送，提高了测试精度和效率。

参考书目

环境保护部环境工程评估中心．环境影响评价技术方法．北京：中国环境科学出版社，2012.

wushui zonghe paifang biaozhun

污水综合排放标准 (integrated wastewater discharge standard)

对工业污染源向地面水水域和城市下水道排放废水的容许排放量、排放浓度和排放定额所做的规定。适用于现有单位水污染物的排放管理，以及建设项目的环境影响评价、建设项目环境保护设施设计、竣工验收及其投产后的排放管理。

污水综合排放标准于1988年4月5日由国家环境保护局首次批准颁发，原《工业“三废”排放试行标准》中的废水部分停止执行。1996年对标准进行可修订，修订后的GB 8978—1996《污水综合排放标准》于1998年1月1日批准实施。

与GB 8978—1988相比较，GB 8978—1996《污水综合排放标准》的主要特点是：①第一类污染物由8项增加到13项；第二类污染物由26项增加到56项；②增加了向不同功能海域排放污水的要求，且明确对GB 3838—1988中规定的一、二类水域和三类水域划定的保护区和游泳区，GB 3087中规定一、二类海域禁止新建排污口；③对1988年1月1日前、后建设的单位提出了不同标准，体现了对新、老企业区别对待的原则；④增加了电力行业污水排放定额标准。

GB 8978—1996《污水综合排放标准》按企业的建设时间划分为2个时段，1997年12月31日之前建设的企业和1998年1月1日起建设的企业，分别执行不同的标准。标准主要内容为：①第一类污染物最高容许排放浓度；②第二类污染物最高容许排放浓度；③部分行业污水最高允许排放定额；④污水分析测定方法。中国国家环境保护总局1999年12月15日发布了GB 8978—1996《关于发布〈污水综合排放标准〉中石化工业COD标准值修改单的通知》。

第一类污染物是指汞、烷基汞、总镉等13种有毒有害物质。含该类污染物的污水，不分时段、不分行业和污水排放的去向和方式，也不分受纳水体功能分区，一律在车间或车间处理设施的排放口取样，其最高容许排放浓度：总汞为0.05mg/L，烷基汞不得检出，总镉为0.1mg/L，总铬为1.5mg/L，六价铬为0.5mg/L，总砷为0.5mg/L，总铅为1.0mg/L，总镍为1.0mg/L，苯并（a）芘为0.000 03mg/L，总铍为0.005mg/L，总银为0.5mg/L，总α放射性为1Bg/L，总β放射性为10Bg/L。

第二类污染物是指pH值、色度、悬浮物、石油类、动植物油、挥发酚、总氰化物、硫化物、氨氮、氟化物、磷酸盐、甲醛、苯胺类、磷基苯类、阴离子表面活性剂、总铜、

总锌、总锰、元素磷、有机磷农药、大肠菌、化学需氧量(COD)、五日生化需氧量(BOD_5)等污染物质，对1997年12月31日前建设的单位执行该标准表2中的26项污染物排放标准；对于1998年1月1日后建设的单位执行该标准表4中的56项污染物排放标准。其中火电厂废水中的污染物有pH、悬浮物、化学需氧量、五日生化需氧量、石油类、氨氮、氟化物。

第二类污染物的采样点设在排污单位污水的排放口。最高允许排放浓度按排放去向分别执行一、二、三级标准。对GB 3838—1988《地面水环境质量标准》中规定的三类区域和GB 3097—1997《海水水质标准》中规定的二类海域的污水执行一级标准；对GB 3838—1988中规定的四、五类水域和GB 3097－1997中规定的三、四类海域的污水执行二级标准；对设置二级污水处理厂的城镇排水系统的污水执行三级标准。以二级标准为例，火电厂废水中污染物最高允许排放浓度限值：pH值为6～9，悬浮物为150mg/L，化学需氧量为150mg/L，五日生化需氧量30mg/L，石油类为10mg/L，氨氮为25mg/L，氟化物为10mg/L。

为节约用水和压缩排污量，标准中对不同行业规定了不同的污水排放定额标准，如火电厂最高允许排放量为3.5m^3/(MW·h)(不包括火电厂直流冷却排水)。

wuneixing peidian zhuangzhi

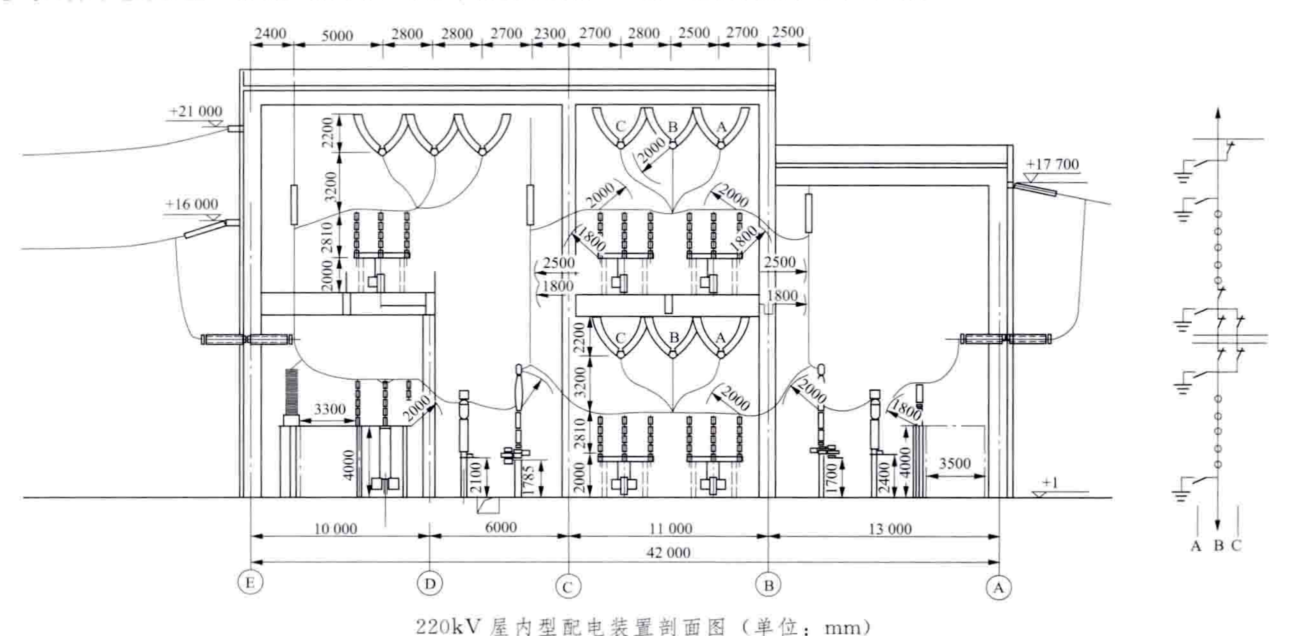
屋内型配电装置 (indoor type switchgear installation)

发电厂中控制、接受和分配电能，按电气主接线接线方式连接，并在屋内布置的电气装置。由母线、开关设备、保护电器、测量仪表和附件等组成。

在空气污浊或盐雾严重地区，为避免污浊空气和盐雾引起电气设备外绝缘发生一相或多相闪络，导致单相接地或相间短路事故，应考虑采用屋内型配电装置或气体绝缘金属封闭开关装置(GIS)。

屋内型配电装置有以下特点：①空气污浊及盐雾不直接影响电气设备，运行可靠性较高，清洗设备外绝缘工作量减少；②采用硬母线或小档距软母线，相间距离小，设备可分层布置，充分利用空间，占地面积小；③操作、巡视和设备维修均在屋内，不受气候影响；④与布置在屋外的设备相比，外绝缘沿面泄漏距离减小，设备价格降低。屋外型配电装置的设备外绝缘沿面泄漏距离需增加至25mm/kV，在沿海及严重污浊地区达到31mm/kV，设备费用随电压升高而增加。而屋内型配电装置的土建费用也将随设备电压升高而增加，在工程中需经过技术经济比较确定配电装置型式。一般35～110kV电压采用屋内型的较多。220kV屋内配电装置虽然节省用地，但土建费用较高，通常在沿海和空气严重污浊地区采用。330kV及以上屋内配电装置土建费用过高，在空气污浊地区一般采用GIS或加强设备外绝缘的敞开式设备。

屋内型配电装置的结构与电气主接线和电气设备的型式(是否含油)有关。从电气设备的布置上可分为单层、两层；从断路器的排列又可分为单列或双列布置。35kV屋内配电装置常用两层布置，上层为母线和母线隔离开关，底层为断路器。双母线接线断路器有单列和双列两种布置，母线隔离开关都在底层操作。近年来采用成套开关柜的单层建筑逐渐增多。110kV屋内型配电装置有两层单列双走廊和两层单列单走廊等型式。220kV屋内型配电装置，有两层单列式和两层双列式两种。图示为220kV屋内型配电装置的一种布置，正母线及其隔离开关和主设备在底层，副母线和旁路母线及其隔离开关在第二层，同一间隔轴线上可设进、出线各一回路，空间利用率比单列式高。



220kV屋内型配电装置剖面图(单位：mm)

wuwaixing peidian zhuangzhi

屋外型配电装置 (outdoor type switchgear installation)

发电厂中控制、接受和分配电能，按电气主接线的接线方式连接，并在户外布置的电气装置。由母线、断路器、隔离开关、电流互感器、电压互感器、避雷器等组成。除大气污浊或沿海盐雾严重和气候恶劣地区外，110kV及以上的配电装置一般采用屋外布置。

屋外型配电装置的特点有：①适当加大导线相间及相对地距离，提高工作可靠性；②电气设备发生故障时波及面小，布置清晰；③投资省；④扩建方便。缺点有：①电气设

备受气候及周围环境影响，维护检修也受天气影响；②占地面积较大。

类型　屋外型配电装置可分为普通中型、分相中型、高型和半高型四种类型。

(1) 普通中型布置（见图1）中电气设备都安装在地平面上，且不在母线下。这种布置巡视、操作和检修设备均方便，构架简单，投资省；缺点是占地面积大。

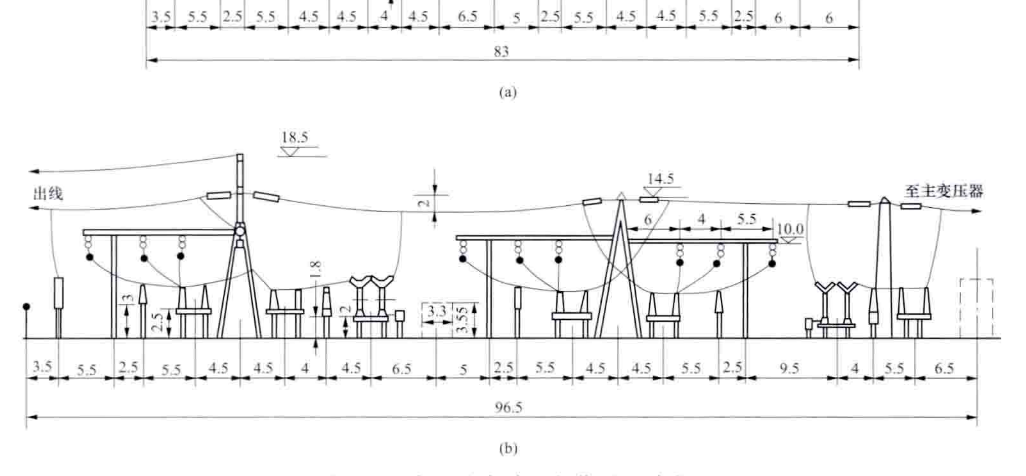


图1　220kV屋外型配电装置（单位：m）
(a) 单列式；(b) 双列式

(2) 分相中型布置将母线隔离开关放在该母线下，但占地面积仍较大。采用管形母线和单柱折叠式隔离开关可使中型布置的用地大为节省。

(3) 高型布置中电气设备分两层布置（见图2）。母线及母线隔离开关布置在上层，母线隔离开关下面设巡视操作通道（不设巡视通道的也称为半高型布置），其他设备布置在下层。优点是节省土地；缺点是构架较复杂，钢材用量大，投资较大，施工和检修不方便。高型布置一般用于220kV及以下的配电装置。

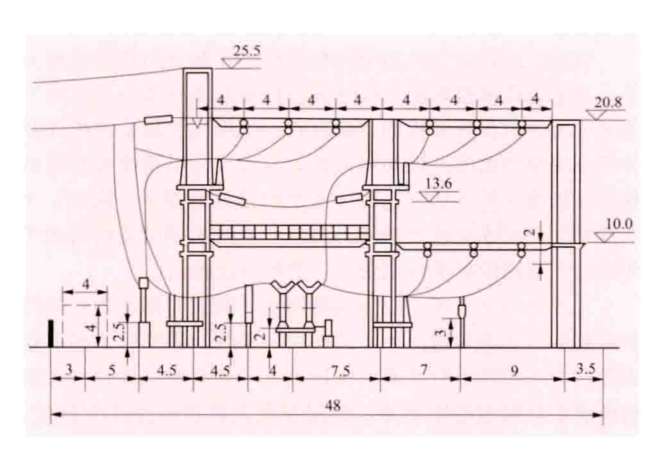


图2　220kV高型屋外型配电装置（单位：m）

(4) 半高型布置，只提高母线，在母线下布置断路器、电流互感器和隔离开关等，占地比高型布置稍大些。

布置型式　根据断路器的排列，配电装置可分为断路器单列、双列和三列三种布置型式。双母线或双母线带旁路接线多采用断路器单列或双列布置［见图1(a)和图1(b)］；一个半断路器接线多采用三列布置。也有采用有典型短母线或斜连线的单列布置或中间断路器横向布置的平环式双列布置。

联络变压器及其第三绕组侧的设备，如厂用备用电源断路器或低压并联电抗器等，考虑引线方便，一般布置于两级电压配电装置之间，并设变压器安装及检修搬运通道。

设计要点　屋外配电装置设计需要注意：①与冷却塔等建（构）筑物的距离需加大，并布置在其常年主导风向的上风侧；②需适当提高电气设备外绝缘的沿面泄漏距离，以减少设备瓷套或支持绝缘子的闪络事故；③屋外配电装置的布置尺寸需考虑导线及绝缘子串在风力及短路电动力作用下摇摆靠近时，导线相间及导线对接地部分仍能保持规定的最小电气距离；④设备的检修和搬运不影响其他运行设备的安全；⑤在保证操作安全运行和检修方便的基础上，布置紧凑，减少占地；⑥构架结构简捷，构件规格品种少，以降低造价。

wusun jiance

无损检测

(nondestructive inspection)　在不损伤构件的性能和完整性的情况下，以物理或化学方法，借助先进的技术和设备，对构件的内部和表面结构、性质、状态进行检查和测试，进而判定被检对象所处状态的方法和技术手段。无损检测技术已成为火电厂寿命预测、寿命管理和金属监督的重要手段，可利用无损检测技术，间接测定材料的组织性质及其变化、缺陷情况及其变化、构件的运行工况等，进行监控并诊断构件的寿命损耗情况。

火电厂常用的无损检测技术主要有碳化物相成分的测定、光谱分析、宏观检验、金相组织及蠕变损伤检验、构件材料硬度测定、构件厚度测量、构件运行温度测定、应力测量、裂纹扩展监测、泄漏监测及无损探伤等。

金属碳化物分析　见金属碳化物分析。

光谱分析　通过激发观察不同元素特征波长谱线位置与强度，对各种金属材料进行定性及半定量的化学成分分析。

宏观检验　见金属宏观检验。

金相组织和蠕变损伤检验　检验构件金相组织变化可半定量地诊断蠕变寿命损耗。检验技术从早期的借助光学显微镜的分析，发展到电子显微镜技术，提高了显微镜的分辨能力。

构件材料硬度测定　用便携式硬度计在构件表面测量材料硬度，并可用硬度与其他力学性能相关关系估算强度等力学性能。见*金属硬度*。

构件厚度测量　用测厚仪测量构件壁厚以便进行强度核算。用测厚仪还可测量构件内外壁磨损、冲蚀和腐蚀情况，如水冷壁管的内壁腐蚀情况等。

构件运行温度测定　常用的有用红外线检测金属构件或电气设备的温度，以发现过热点及绝缘、保温损坏情况；用热电偶、温度计等来测量锅炉部件的运行温度；用超声波测量锅炉管管内壁氧化层厚度，进而间接估算炉管的金属温度，以发现局部超温和进行寿命预测。



锅炉部件温度监测

应力测量　对构件应力进行测定，包括常温应力测量和高温应力测量，也包括运行时构件所受应力的测定和残余应力的测定等。应力测量可为火电厂寿命预测和寿命管理中构件应力分析提供依据。

裂纹扩展监测　如对带裂纹高温构件用电容应变计对其裂纹扩展在线监测；用裂纹深度测量仪定期测量构件如汽缸裂纹深度以监测裂纹的扩展速度等。

泄漏监测　使用声学方法在线监测锅炉管的泄漏，通过装在炉墙上的防热的声传感器来实现，并有显示和报警。

wusun tanshang

无损探伤 (nondestructive testing)

在不损害或影响被检对象使用性能的前提下，以声、光、磁、电等物理手段，对被检对象的内部及表面的结构、性质、状态进行检查和测试，判断是否存在缺陷或不均匀性，给出缺陷的大小、位置、性质和数量等信息，进而判定被检对象所处状态的所有技术手段的总称。火电厂广泛采用无损探伤技术发现设备制造中的隐藏缺陷、使用中的疲劳缺陷，进而可提高发供电设备的可靠性和安全性。

常用的无损探伤方法有*射线检测*（RT）、*超声波检测*（UT）、*磁粉检测*（MT）和*渗透检测*（PT）、*涡流检测*（ET）、*声发射检测*（AE）、热像/*红外检测*（TIR）、泄漏试验（LT）、漏磁检验（MFL）等。正在快速发展的有计算机X射线成像（CR）、直接数字化X射线摄影系统（DR）、*超声衍射时差检测*（TOFD）、*超声相控阵检测*。无损检测仪器、缺陷记录正在向数字化方向发展。

火力发电厂广泛使用射线检测、超声波检测、磁粉检测和渗透检测、涡流检测、热像/红外检测等无损探伤技术，以提高发电设备的可靠性和安全性。如新装机组汽轮机转子超声波检测，主蒸汽管及*水冷壁*、*过热器*和*省煤器*管焊缝的射线照相检验，紧固螺栓不拆卸用超声波检测或拆卸后磁力检测，叶片的叶根及工作面不拆卸超声波裂纹检验，高压输电线的接头的红外线检测等。

wuzuzhi paifang jiance

无组织排放监测 (monitoring of fugitive emission)

指对大气污染物不经过排气筒的无规则排放进行的监测。无组织排放按照排放源的高度分类属于面源（即在一定范围内，以低矮集的方式自地面或近地面高度排放污染物的排放源），对附近环境影响较大。通过对无组织排放的监测，了解无组织排放的水平，分析其对环境的影响，进而采取预防措施，有利于保护生活环境、生态环境和人体健康。

监测点的布设　监控点设在无组织排放源下风向2～50m范围内的浓度最高点，相对应的参照点设在排放源上风向2～50m范围内。监控点最多可设4个，参照点只设1个。监控点应设置于平均风向轴线的两侧，监控点与无组织排放源所形成的夹角不超出风向变化的±S°（10个风向读数的标准偏差）范围。

参照点应不受或少受被测无组织排放源的影响，以及近处的其他无组织排放源和有组织排放源的影响，特别应注意避开可能对参照点造成明显影响而同时对监控点无明显影响的排放源。参照点的设置，应以能够代表监控点的污染物本底浓度为原则。

监测项目　包括燃煤火电厂煤场和灰场的颗粒物、燃煤火电厂氨区氨、燃油火电厂非甲烷总烃、燃气火电厂甲烷烃等。

监测方法　对无组织排放实行监测时，连续1h的采样，或者在1h内以等时间间隔采集4个样品计平均值。若污染物浓度过低，需要时可适当延长采样时间。在进行实际监测时，为了捕捉到监控点最高浓度的时段，实际安排的采样时间可超过1h。

中国已经针对大气污染物排放制定了配套的标准分析方法，无组织排放监测的采样方法应按照配套标准分析方法中适用于无组织排放采样的方法执行。无组织排放监测的样品分析方法按照国家环保局规定的，与大气污染物排放标准相配套的标准分析方法（适用于无组织排放的部分）执行，个别没有配套标准分析方法的污染物，应按照该污染物适用于环境空气监测的标准（或统一）分析方法执行。

监测时间与频率　每年监测两次，测量时间为当年的冬季和夏季。在通常情况下，选择微风天气，避开阳光辐射较强烈的中午时段进行监测。中国*大气污染物排放标准*对无组织排放实行限制的原则是，即使在最大负荷的生产和排放，以及在最不利于污染物扩散稀释的条件下，无组织排放监控值也不应超过排放标准所规定的限值。因此，监测人员应在

不违反上述原则的前提下，选择尽可能高的生产负荷及不利于污染物扩散稀释的条件进行监测。

数据处理和评价　无组织排放源上、下风向设置参照点和监控点的监测结果，以最多4个监控点中的浓度最高点测值扣除参照点测值所得的差值，作为无组织排放监控浓度值。污染源的无组织排放浓度值任何时候都不能超过国家的排放标准。

Wulai IGCC Fadianchang

勿来IGCC发电厂　(Nakoso IGCC Power Plant)

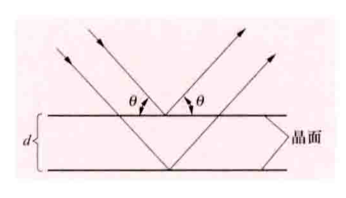
见日本空气气化IGCC示范电厂。



X shexian yanshe jishu

X 射线衍射技术 （X-ray diffraction technique，XRD）

用 X 射线照射晶体产生衍射从而测定晶体结构的技术。1912 年，M. 劳厄（Max von Laue）发现 X 射线与物质作用在晶格处产生衍射现象。1913 年，W. H. 布拉格（William Henry Bragg）在仔细研究劳厄提出的理论之后，创立了衍射理论，成为晶体结构分析的基础。波长为 λ 的 X 射线，射到间距为 d 的点阵平面上，掠射角为 θ（见图），当满足 $n\lambda=2d\sin\theta$ 的条件时，则将在反射方向上得到因叠加而加强的衍射线。该计算式就是布拉格公式，式中 n 为整数。X 射线衍射技术的基本任务是记录和测量衍射花样，主要有照相法和扫描法两种。照相法所用仪器是 X 射线衍射相机，扫描法为 X 射线衍射仪。测量衍射峰位置和形状，可得到晶胞的尺寸（点阵参数和 d 值）、晶形和晶体取向，提供微晶和发生应变的点阵畸变信息。测量峰高度或峰轮廓线下的面积，得到各峰相对强度，可提供晶胞中原子位置的数据。X 射线衍射技术主要有劳厄法、旋转晶体法和粉末法等三种方法。劳厄法所用 X 射线为波长范围很宽的连续谱，用于测定单晶取向和某些对称要素。旋转晶体法的试样也为单晶，使用单色 X 射线。由于可取得更宽的角度范围，通常用于分析晶体结构。粉末法［即多晶体法或德拜-谢乐（Debye-Scherrer）法］，试样为无规则取向的晶体粉末组合，用于物相分析。



X 射线衍射示意图

在电力工业中，X 射线衍射技术主要用于金属碳化物、腐蚀产物、水中沉淀物、水垢及灰分的物相分析和金属部件残余应力测量等。

X 射线物相分析的基本原理是，某种物质的粉末衍射花样反映该物质的特征，具有固定的一组晶面间距 d 值和各衍射峰相对强度。与标准数据对比即可用检索定出被测物质的相成分。

金属 X 射线应力测量是通过测定金属内部某特定晶面间距，从无应力至有应力的变化值，来确定金属表面应力。X 射线衍射仪法测定应力公式为 $s=\frac{E\text{ctan}(2\theta_n-2\theta_i)}{2(1-\nu)\sin^2\psi}$。式中 E 为杨氏模量；ν 为泊松比；ψ 为试样面法向与晶面法向夹角；$2\theta_n$ 和 $2\theta_i$ 为 $\psi=0°$ 及 $\psi=45°$ 时的衍射角。

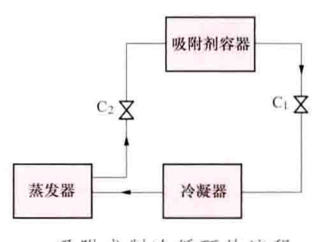
用于 X 射线衍射分析的 X 射线衍射仪已广泛应用于物相分析并成为金属监督的常规手段，当配有专用计算机时，可将全部标准数据输入进行自动检索代替人工分析。

xifushi zhileng xunhuan

吸附式制冷循环 （adsorption refrigeration cycle）

以热能为动力的，利用多孔固体表面吸附现象的逆向热力循环。它可以以工业余热、地热以及太阳能等低品位能源作为热源。即使在冷凝温度较高的条件下，循环仍然可以获得比吸收式制冷循环高的性能系数，适用于交通空调、船用制冰和空气调节等领域。

吸附式制冷系统采用固体微孔物质作为吸附剂，液体作为吸附质（即制冷剂）。整个系统是由吸附剂容器、冷凝器、蒸发器（储液器）和两个单向阀组成的完全封闭的系统，如图所示。吸附剂容器充装吸附剂，当吸附剂被加热时，吸附其上的吸附质获得能量，当吸附质分子的能量增加到足以克服吸附剂的吸引力时，它们将脱离吸附剂表面（脱附），并使它在系统中的分压力上升。当吸附质的分压力上升至它所对应的饱和温度为环境温度时，单向阀 C_1 被打开，吸附质开始液化，液化放出的热量在冷凝器中由冷却介质带走，冷凝液进入储液器。当停止对吸附剂加热后，随着吸附剂温度的下降，它的吸附能力开始上升，使系统内吸附质的分压力下降，单向阀 C_1 被关闭，单向阀 C_2 被打开，造成液体制冷剂在低温下不断地汽化，低温汽吸收热量，起到了制冷的效果。吸附了大量制冷剂的吸附剂为下一次加热脱附提供了条件。这样脱附-吸附循环进行，就是吸附式制冷的间歇式制冷过程。



吸附式制冷循环的流程及其相应设备

吸附式制冷中，由吸附剂和吸附质（制冷剂）构成的吸附工质对的性能直接影响制冷循环的性能系数与装置大小。使用的吸附工质对有沸石-水和氯化钙-水。沸石是一种硅铝酸盐矿物，具有硅氧四面体和铝氧四面体无限扩展的“网格”结构，内部又含有大量的孔穴和通向这些孔穴的通道，因而具有非常大的外表面积和内表面积，有极强的吸附能力。有一种利用太阳能的沸石-水吸附式制冷系统，把沸石密封在平板式太阳能集热器中，利用太阳照射加热沸石，而在夜间，沸石被冷却到接近环境温度，这样完成吸附-脱附间歇式制冷循环。

吸附式制冷系统设备称为吸附式制冷器。它具有不耗电，无运动部件、系统简单、没有噪声、无污染、不需维修、寿命长、安全可靠、投资回收期短等一系列优点。同时，还可以利用吸附剂吸附制冷剂时放出的吸附热，提供家庭用热水和冬季供暖。但吸附式制冷循环属于间歇性的，它的热力状态不断地发生变化，难以实现自动化运行。

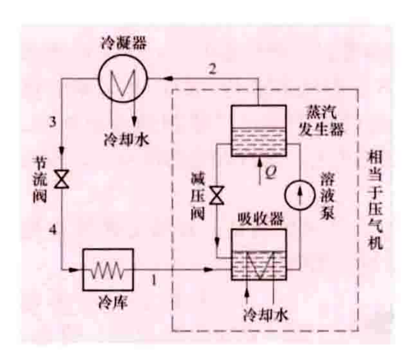
xishoushi zhileng xunhuan

吸收式制冷循环 （absorption refrigeration cycle）

以热能为动力的逆向热力循环。其流程及相应设备如图所示。以溴化锂为吸收剂、水做制冷剂的吸收式制冷循环为例，其中冷凝器、节流阀以及蒸发器，与蒸汽压缩制冷循环的相同。不同之处是用吸收器、发生器、溶液泵及减压阀代替了蒸汽压缩制冷中的压缩机。吸收式制冷循环利用溶液在不同温度下

具有不同溶解度的特性，使制冷剂（水）在较低温度下被吸收剂（溴化锂）吸收并在较高温度下蒸发，而使制冷剂升压。

吸收器中的浓溴化锂溶液由溶液泵加压送入发生器，并被加热器所提供的热量加热而汽化，形成较高温度和较高压力的水蒸气。水蒸气进入冷凝器通过向冷却水放热而降温，凝结成饱和水，又经节流阀降压降温形成低干度的湿饱和蒸汽，进入蒸发器吸热汽化成为饱和蒸汽，然后送入吸收器。与此同时，发生器中由于水蒸发而变浓的浓溴化锂溶液经减压阀减压后也流入吸收器，吸收由蒸发器来的饱和蒸汽，生成稀溴化锂溶液，再重新被用于完成新的循环，吸收过程中放出的热量由冷却水带走。



吸收式制冷循环的流程及其相应设备

除上述使用溴化锂—水溶液的吸收式制冷循环外，还有用氨（制冷剂）水（吸收剂）溶液的吸收式制冷循环。

循环的性能系数 $(COP)_R$ 的计算公式为

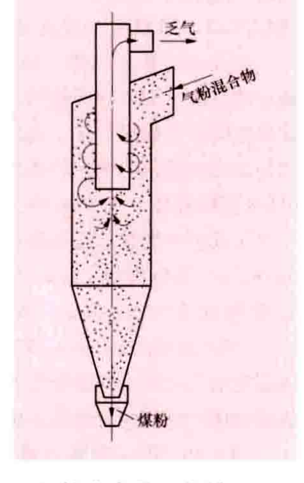
$$(COP)_R=\frac{Q_L}{Q_H+W_p}$$

式中 Q_L 是从蒸发器吸收的热量；Q_H 是由加热器加入的热量；W_p 是溶液泵消耗的功量，由于输送液体消耗的泵功相对很小，在计算性能系数时泵功常被忽略不计。

实际的吸收式制冷循环，其性能系数的数量级为 1。在制冷量相同的情况下，吸收式制冷循环的设备体积要比蒸汽压缩制冷循环的大，而且需要更多的维修服务，并只适用于具有稳定冷负荷的场合，因为从起动到稳定需要较长的时间。但其优点是可利用较低温度的热能如低压蒸汽、热水、烟气等的余热资源或太阳能实现制冷。

xifen fenliqi

细粉分离器 （cyclone collector） 将制成的煤粉（或其他粉尘）从气粉混合物中分离并收集起来的装置，也称旋风分离器。细粉分离器系采用离心分离工作原理（如图所示），将煤粉从气流中分离出来。锅炉制粉系统中的细粉分离器多用于中间储仓式系统或半直吹式系统中。用于中间储仓式制粉系统时，细粉分离器通常布置在煤粉仓的上方并露天布置于屋顶。因单一的离心作用不能把煤粉全部分离下来，其分离效率约为 85%～90%，极细的煤粉被气流带走进入排粉风机。



细粉分离器工作原理

xianwei guolü

纤维过滤 （fiber filter） 以各种类型的纤维作为过滤介质，利用纤维在压实状态下形成的微孔或者通道滤除水中的悬浮杂质的过滤器。纤维过滤是近年来火电厂采用较多的新型过滤技术。

纤维过滤机理　该技术采用柔性丝状纤维作为滤元，可以根据工艺特点采用束状、捆状、球状、缠绕或织物状等装填方式。纤维性能稳定，直径为微米级，具有较大的比表面积和表面自由能，增加了水中杂质颗粒与滤料的接触机会和滤料的吸附能力，从而大大提高了过滤精细度和截污容量。

纤维过滤器类型　主要类型有纤维球过滤器、纤维束过滤器等。

（1）纤维球过滤器。在容器内填装纤维球形成床层，纤维球是将一束短纤维中心紧密结扎或热熔黏结形成的呈辐射状的球体结构，由于纤维球个体较疏松，在床层中纤维球之间的纤维丝可实现相互穿插，在压力下纤维滤层孔隙率和过滤孔径由大到小渐变分布，在整个滤层中，机械筛分作用得到充分发挥，实现较高滤速和截污容量。

（2）纤维束过滤设备。按滤层密度调节方式可划分为加压室式和无加压室式两大类。对于加压室式，在滤层内部设有加压室（气囊），通过加压室对纤维的挤压，使滤层沿水流动方向的截面逐渐缩小，密度逐渐加大，相应滤层孔隙直径和孔隙逐渐减小，实现了理想的深层过滤。当滤层被污染需清洗再生时，可将加压室内的水排出，使纤维束处于放松状态，有利于清洗。无加压室式包括机械挤压调节和水力调节两种，主要原理则是依靠机械调节装置或水力压缩束状纤维。

纤维过滤设备技术特点　纤维过滤设备具有以下特点：①过滤速度快，一般为 20～40m/h，设备占地面积小；②过滤阻力小，当过滤速度为 30m/h 时，起始压力降约为 0.02MPa；③与粒状滤料过滤相比，过滤精细度高，截污容量大，运行周期长。

纤维过滤设备的运行　纤维过滤设备过滤时依靠软囊压力、水流压力或机械力将纤维球或纤维束压紧，反洗时使纤维束疏松，配合反洗水和压缩空气进行清洗。由于纤维滤料密度很小，反洗时滤料之间的摩擦作用不如石英砂、无烟煤等粒状滤料强烈，所以反冲洗时必须采用空气擦洗或设搅拌器，使纤维丝强烈抖动，将截留的悬浮物质从纤维丝上擦洗掉。纤维过滤器的主要问题集中在反洗效果上，有些纤维滤料在使用过程中脏污后不容易清洗干净，即使采用高强度的空气擦洗也无法保证清洗效果，正洗时间较长。

发展状况　滤毡、缠绕滤芯是最早出现的纤维过滤介质，这种过滤介质由于难清洗再生，只能用于小水量的特殊场合，无法用于大规模水处理场合。从 20 世纪 80 年代初开始，日本、中国等国家开始研究可清洗再生的纤维过滤技术，先后研究开发了纤维球过滤器、纤维束过滤器，并通过改良的纤维材料及新的清洗方法和装置，提高了清洗效果，已在电力、石化、钢铁等行业的原水预处理、循环水旁流过滤、污水深度处理回用等方面得到了广泛的应用。

参考书目

王世和．深层过滤理论与长纤维高速过滤器．北京：化学工业出版社，2008．

xianshi ji jilu yibiao

显示及记录仪表 (display and recording instrument)

接收来自传感器或变送器的被测参数变化信号，将其转变成便于人眼观察的形态显示并记录下来的自动化仪表。根据实际需要，显示和记录也可以是两种仪表。根据显示方式不同，可分为模拟显示仪表、数字显示仪表及图形显示器。

模拟显示仪表 仪表指针（或色带、光柱）以相对于标尺的线位移或角位移的模拟量形式指示和记录被测参数。主要有动圈式显示仪（精确度为1.0级或1.5级）和自动平衡显示记录仪（精确度为0.2～0.5级）两种。

动圈式显示仪 由测量线路和磁电式动圈测量机构两部分组成。前者是将传感器（如热电偶、热电阻、霍尔压力变送器、电位器式压力传感器等）的输出信号转换为流经测量机构的电流，而后者将该电流转换为测量机构动圈偏转角，并带动指针在以被测参数分度的标尺上方移动。

自动平衡显示记录仪 由测量电桥、放大器、伺服电动机、同步电动机和指示记录机构组成。随测量桥路不同，可分为自动平衡电位差计和自动平衡电桥两类仪表。平衡电桥的测量桥路为一四臂平衡电桥，被测热电阻为电桥一臂，当被测阻值变化时，电桥失去平衡，输出的不平衡电压，经放大器放大后，推动伺服电动机正向或反向转动，带动指针和记录笔移动，并带动测量电桥上的滑线电阻触点位置，直至使电桥重新平衡。

数字显示仪表 将传感器或变送器送来的连续信号，通过模拟量/数字量转换变换成对应的数字编码，再经译码电路和数字显示器件，以数字量的形式显示。

图形显示器 计算机输出信息的显示器，可以显示字符、图表、语句等，也称为视频显示器，简称显示器。图形显示器根据工作原理，又分为阴极射线管（CRT）显示器、液晶显示器和等离子显示器等。图形显示器与其他显示及记录仪表的差别在于它是计算机人机接口设备的一部分。21世纪以后，随着分散控制系统（DCS）在火力发电厂的普遍应用，几乎所有被测参数都可以通过变送器和传感器转换成数字信号送入DCS进行处理，并在图形显示器上将信息显示出来。

xianchang zongxian kongzhi xitong

现场总线控制系统 (fieldbus control system, FCS)

通过观察控制效果，实现包括程序在内的数据在线修改的控制系统。利用现场总线技术，把现场测量、控制设备连接成网络系统，按公开、规范的通信协议，在现场测量、控制设备之间，以及这些设备与监控计算机［或分散控制系统（DCS）的控制站］之间，实现双向数据传输和信息交换，构成由现场总线测量、控制设备集成的自治式控制系统，和/或由现场总线测量、控制设备与监控计算机（或分散控制系统的控制站）结合在一起构成一个完整控制系统，并可通过现场总线网络对现场测量、控制设备进行实时诊断、维护的系统。现场设备与监控计算机（或DCS的控制站）之间的通信协议遵循现场总线国际标准IEC 61158的规范。在火电厂仪表与控制系统中应用较普遍的是Profibus和FF（Foundation Fieldebus）通信协议。

发展历程 20世纪80年代末，国外开始发展现场总线技术。90年代末到21世纪初开始在电厂应用FCS，比较典型的有德国尼德豪森发电厂1012MW超超临界机组、美国波特兰电厂、意大利灯塔联合循环电厂等。同期，中国国内电力行业也开展了研究、吸收工作；21世纪初，中国电厂开始工程试点。2002年，山东莱城电厂3号机组投产，有84台电动机或电加热器应用了现场总线技术。2006年，中国国内电厂在水处理工艺系统控制中，建成中国首套完整的FCS，之后在电厂辅助车间工艺系统控制中逐步推广；2009年，九台电厂660MW超临界机组和金陵电厂1000MW超超临界机组的主机控制FCS工程试点成功；2011年，秦岭电厂600MW机组将FCS应用推广到全厂范围的控制系统。FCS在电厂的应用范围逐步扩大，其特点逐渐展示，显现出良好的发展前景。

构成 FCS由监控站、过程控制站、现场总线通信网络、现场总线智能设备组成，如图1所示。

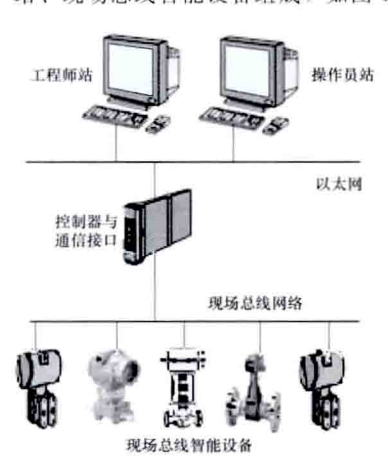


图1 现场总线控制系统基本结构

监控站 主要包括对系统配置、组态、调试的工程师站，以及对工艺过程进行监视、操作、记录等的操作员站。监控站通常采用个人计算机或工业计算机。对于规模较小的FCS，工程师站和操作员站功能也可在一台计算机中完成。过程控制站与监控站之间的通信通常采用开放的以太网、光环令牌网等。

过程控制站 包含控制器、现场总线通信接口，也可包含模拟量和开关量的输入、输出信号通道。控制器实现数据采集和处理、数学运算、保护和顺序控制逻辑、模拟量控制算法等功能，是FCS实现实时控制的核心。控制器一般是专门设计的微计算机系统。

现场总线通信接口是FCS过程控制站的必要组成部分，它与控制器可以是一体的，也可以是单独的模块。它与现场总线智能设备组成一个局域通信网段，并且完成控制器与现场总线智能设备间的双向数据传输。过程控制站能配置多个通信接口，组成多个现场总线通信网段。

现场总线通信网络 按一定的网络拓扑连接现场总线设备、通信接口构成的局域网，用于过程控制站与现场总线智能设备之间进行数据传输。通信介质有双绞线、光纤等。通信协议是为实现通信而确定功能单元特征的一组规则，应遵循IEC 61158国际标准。从2000年1月4日国际电工委员会（IEC）第一次正式公布现场总线国际标准IEC 61158起，到2007年公布的IEC 61158标准第4版，已纳入了20种类型的现场总线协议，主要包括FF、Profibus、WorldFIP、INTERBUS、CIP（包括DeviceNet和ControlNet）、EPA、HART等。其中，EPA是中国研发的实时以太网现场总线通信标准。21世纪初期流程工业领域应用广泛的是Profibus和FF协议。

（1）Profibus现场总线协议。IEC 61158标准中的Type 3。主要由两个部分组成：①Profibus-PA（process automation）

速率为31.25kbit/s，总线供电，支持本质安全，适用于模拟量仪表和设备；②Profibus-DP（decentralization periphery）速率为9.6kbit/s～12Mbit/s，适用于子系统（装置）级的控制与监视，以及快速和开关量执行机构设备。Profibus规范已被接受为中国国家标准（GB/T 20540—2006），成为中国第一个现场总线国家标准。

Profibus通信管理采用主站（控制器、编程器等）查询，从站（变送器、执行机构等现场设备）应答，以及主站之间令牌传送的方式。

（2）FF（foundation fieldbus）现场总线协议。由IEC 61158标准中Type1和Type5组成。Type1是低速现场总线H1（速率为31.25kbit/s），用于仪表通信，总线供电，支持本质安全；Type5是高速以太网HSE（High Speed Ethernet），速率为100Mbit/s～1Gbit/s，用于过程控制级、远程I/O和高速工厂自动化。

FF协议采用通信调度器管理及广播传送的方式。控制器、现场总线智能设备均可设定为通信调度器，负责管理局域网段的令牌传送、恢复。网段中的通信管理器一般冗余设定。

现场总线智能设备　能够处理多种信息，实现多种功能，并进行双向数字通信。它与常规的现场设备区别主要体现在信号制式、信息传输方式、设备的控制功能以及互联和互操作方面。

（1）信号制式。常规现场设备，是把工艺过程的物理量（如压力、温度、流量等）转换为连续型电压、电流等信号，将设备的起（开）、停（关）转换成开关型电压信号进行传送；现场总线智能设备是将工艺过程信号转换为数字信号进行传送，同时还能提供设备的状态、诊断、报警、组态参数、统计数据等数字信息。

（2）传输方式。常规现场设备与控制系统之间采用硬接线方式，设备状态或参数量值以点对点、单向方式传输。现场总线智能设备与过程控制站之间采用周期性及非周期性的全数字、双向通信，一根通信电缆（网段）可连接多个设备。对设备的测量值、控制命令、主要运行状态和诊断等实时数据，采用在规定的时间周期内，把网段上所有设备的数据传送一遍的机制，即为周期通信或受调度通信。对设备的辅助诊断和状态数据、趋势、组态、统计等非实时数据，利用每个循环通信周期中空闲时间传送，可在多个周期中完成各设备的数据传送，即为非周期性传输。

（3）设备的控制功能。常规的现场执行设备只根据控制系统的起（开）、停（关）命令来起动（开起）、停止（关闭）现场设备。而遵循FF通信协议的现场总线智能设备还能实现运算和控制功能。FF标准定义了植入现场总线智能设备的控制功能块（FB），包含10个输入、输出功能块，以及20个控制算法功能块（比率、PID、函数计算、逻辑运算等）。FF现场总线协议产品，能够使用若干现场设备实现闭环调节或逻辑运算功能，把控制功能彻底分散到底层设备中。

（4）互联和互操作。遵循同类型现场总线协议的不同厂商的产品可实现互联、互操作。各类型协议都规定了电子描述文件，定义设备功能参数（如I/O点数、波特率、数据结构、诊断/状态信息、数据分类等）。不同现场总线协议的描述文件规范不同，如Profibus标准使用通用站描述文件（general station description，GSD），FF标准使用设备描述（device description，DD）文件。采用一定的方法把电子描述文件导入系统的编程工具中，就能够对现场总线智能设备组态、读/写参数和命令，使其在通信网络中正常工作。

应用　FCS在电厂的应用是在DCS的基础上发展起来的，对单元机组锅炉、汽轮机、发电机三大主机和主要辅机，以及脱硫、输煤、水处理、除灰渣等全厂辅助系统，进行监视、控制、保护以及信息、设备管理。

应用范围　21世纪初期，在单元机组工艺系统控制中，对于现场信号与控制器之间传输实时性要求不是很严格的系统，可使用现场总线技术进行信号传送，如锅炉烟风、锅炉制粉、锅炉汽水、汽轮机抽汽和轴封、锅炉给水、发电机氢冷和本体、辅助车间等。在炉、机、电主机保护以及汽轮机数字电液控制系统（DEH）、给水泵汽轮机控制系统（MEH）、汽轮机超速保护系统（ETS）、炉膛安全系统（FSS）、事故顺序记录（SOE）等对现场信号传输的实时性要求严格的控制系统，仍采用传统的硬接线方式，通过I/O模件来完成现场信号与控制器之间的传输。

单元机组现场总线控制系统　单元机组现场总线控制系统通常由现场设备级、过程控制级和机组监控级组成，如图2

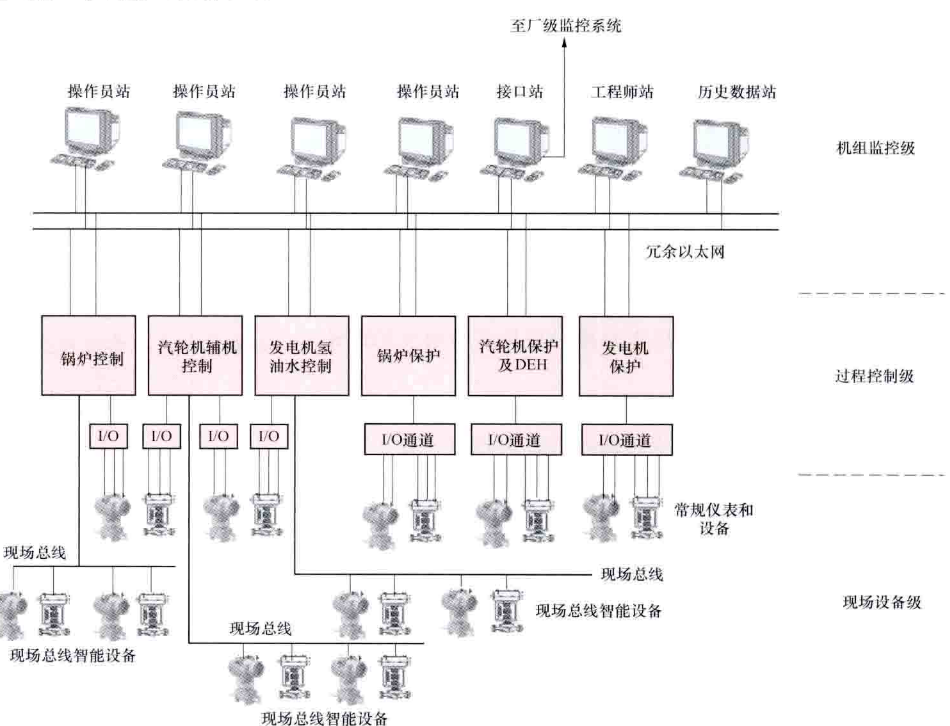


图2　单元机组现场总线控制系统示意图

所示。机组监控级结构及功能与DCS基本一致（见分散控制系统），只增加了现场总线智能设备及总线通信网络的组态、诊断和管理功能。过程控制级按照炉、机、电的工艺系统设计过程控制站，各站根据设备和工艺运行要求设置数据采集、安全保护、顺序控制、模拟量控制等功能。现场设备级采用现场总线智能设备和常规设备。对于常规现场设备，仍采用输入/输出（I/O）模件以点对点硬接线方式与控制器进行信号交换，该部分与DCS控制系统相同。对于现场总线智能设备，通过通信网络、现场总线通信模件与控制器进行信号交换。

实例　2009年，1个百万千瓦机组主机FCS试点工程，在单元机组25个工艺系统采用现场总线设备，包括压力、流量等变送器、电动执行机构、电机控制等共13类，2台机组形成总线设备数量1962台（套），占全部设备的26.3%。2011年，在一个60万kW机组电厂全厂7个辅助车间采用现场总线设备，占全部设备的49.3%。

展望　在21世纪的前10年，现场总线技术还不能满足电厂多重冗余、毫秒级报警记录、毫秒级快速控制周期等要求，同时部分现场总线设备产品价格较高，信息和管理软件开发尚不完善，因此其应用范围受到一定限制。随着现场总线技术不断发展，现场总线通信冗余、安全、毫秒级响应等性能的提高，设备优化管理、状态检修、性能优化等软件功能的日益完善，现场总线设备有望覆盖机组安全保护、报警等应用领域，为电厂带来切实效益。FCS可能成为现代数字化电厂的基础，为现代化电力企业管理、经营提供丰富信息和完善的功能。

参考书目

周明．现场总线控制．北京：中国电力出版社，2002.

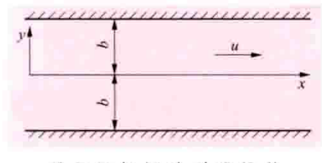
斯可克，王尊华，伍锦荣．基金会现场总线功能块原理及应用．北京：化学工业出版社，2003.

xiangsi yuanli

相似原理

（theory of similarity）　在实物或模型上进行实验研究，求解对流换热问题的方法，是传热学研究的主要和可靠手段。相似原理是关于不同规模物理现象保持相似的条件的学说，是用于指导实验的理论。在实验研究中通常要解决以下三个问题：①实验中应该测量哪些物理量；②实验的结果应整理成什么形式；③实验求得的公式可以推广应用到什么样的范围中去。相似原理正是针对这些问题从实践中总结出来并用以指导实验研究的理论基础。

相似分析　人类很早就总结出几何相似的规律：凡同类的图形，当其对应边互成比例时则必定相似。这一规律也可推广到物理现象中去。但是描述物理现象的物理量很多，它们之间又存在各种互相制约的内在联系。因此，两个由相同的物理方程来描述的同类现象相似，则其对应同名物理量（即在对应的瞬间和空间）之间应互成比例。以两平行平板间的充分发展层流的对流换热问题为例来进行分析（见图）。板面与流体间的换热可用下述控制方程组来描述，即



平行平板间的对流换热

$$\left.\begin{aligned}&\text{对流换热过程微分方程}\ h=-\frac{\lambda}{\Delta T}\left(\frac{\partial T}{\partial y}\right)_{y=\pm b}\\&\text{能量方程}\quad u\frac{\partial T}{\partial x}=a\frac{\partial^2 T}{\partial y^2}\\&\text{运动方程}\quad u\frac{\partial u}{\partial x}+\frac{1}{\rho}\frac{\partial p}{\partial x}=\nu\frac{\partial^2 u}{\partial y^2}\\&\text{连续方程}\quad \frac{\partial u}{\partial x}=0\end{aligned}\right\}\qquad(1)$$

两个相似现象Ⅰ与Ⅱ可分别表示为

$$\left.\begin{aligned}&h_1=-\frac{\lambda_1}{\Delta T_1}\left(\frac{\partial T_1}{\partial y_1}\right)_{y_1=\pm b_1}\\&u_1\frac{\partial T_1}{\partial x_1}=a_1\frac{\partial^2 T_1}{\partial y_1^2}\\&u_1\frac{\partial u_1}{\partial x_1}+\frac{1}{\rho_1}\frac{\partial p_1}{\partial x_1}=\nu_1\frac{\partial^2 u_1}{\partial y_1^2}\\&\frac{\partial u_1}{\partial x_1}=0\end{aligned}\right\}\qquad(2)$$

$$\left.\begin{aligned}&h_2=-\frac{\lambda_2}{\Delta T_2}\left(\frac{\partial T_2}{\partial y_2}\right)_{y_2=\pm b_2}\\&u_2\frac{\partial T_2}{\partial x_2}=a_2\frac{\partial^2 T_2}{\partial y_2^2}\\&u_2\frac{\partial u_2}{\partial x_2}+\frac{1}{\rho_2}\frac{\partial p_2}{\partial x_2}=\nu_2\frac{\partial^2 u_2}{\partial y_2^2}\\&\frac{\partial u_2}{\partial x_2}=0\end{aligned}\right\}\qquad(3)$$

而Ⅰ、Ⅱ现象的对应同名物理量之间又互成比例，即$h_1=c_h h_2$，$x_1=c_l x_2$，$\lambda_1=c_\lambda\lambda_2$，$\Delta T_1=c_T\Delta T_2$，$T_1=c_T T_2$，$u_1=c_u u_2$，$y_1=c_l y_2$，$a_1=c_a a_2$，$\rho_1=c_\rho\rho_2$，$\Delta p_1=c_p\Delta p_2$，$\nu_1=c_\nu\nu_2$ 其中 c_h，c_l，c_λ，c_T，c_u，c_a，c_ρ，c_p，c_ν 为比例常数。将上述各值代入方程组(2)中得到

$$\left.\begin{aligned}&\left(\frac{c_h c_l}{c_\lambda}\right)h_2=-\frac{\lambda_2}{\Delta T_2}\left(\frac{\partial T_2}{\partial y_2}\right)_{y_2=\pm b_2}\\&\left(\frac{c_u c_l}{c_a}\right)u_2\frac{\partial T_2}{\partial x_2}=a_2\frac{\partial^2 T_2}{\partial y_2^2}\\&\left(\frac{c_u c_l}{c_\nu}\right)u_2\frac{\partial u_2}{\partial x_2}+\left(\frac{c_p}{c_\rho c_u^2}\right)\frac{1}{\rho_2}\frac{\partial p_2}{\partial x_2}=\nu_2\frac{\partial^2 u_2}{\partial y_2^2}\\&\frac{\partial u_2}{\partial x_2}=0\end{aligned}\right\}\qquad(4)$$

上述各式中，h 为换热系数，T、p、u 分别为流体的温度、压力和流速沿 X 轴向的分量，λ、a、ρ、ν 分别为流体的导热系数、热扩散率、密度和运动黏度，下角标1或2分别指现象Ⅰ与Ⅱ。将方程组（3）、（4）进行比较可以得出

$$\frac{c_h c_l}{c_\lambda}=1\ \text{或}\ \frac{h_1 l_1}{\lambda_1}=\frac{h_2 l_2}{\lambda_2}=\frac{hl}{\lambda}\equiv Nu$$

$$\frac{c_u c_l}{c_\nu}=1\ \text{或}\ \frac{u_1 l_1}{\nu_1}=\frac{u_2 l_2}{\nu_2}=\frac{ul}{\nu}\equiv Re$$

$$\frac{c_u c_l}{c_a}=1\ \text{或}\ \frac{u_1 l_1}{a_1}=\frac{u_2 l_2}{a_2}=\frac{ul}{\nu}\cdot\frac{\nu}{a}\equiv Re\cdot Pr$$

$$\frac{c_p}{c_\rho c_u^2}=1\ \text{或}\ \frac{\Delta p_1}{\rho_1 u_1^2}=\frac{\Delta p_2}{\rho_2 u_2^2}=\frac{\Delta p}{\rho u^2}\equiv Eu$$

由确定被研究物理现象的有量纲物理量组成的无量纲数称做相似准则，Nu、Re、Pr 和 Eu 均是这样一些无量纲数，用在这一领域内做出过突出贡献的科学家的名字来命名，分别称为努塞尔（Nusselt）数、雷诺（Reynolds）数、普朗特（Prandtl）数和欧拉（Euler）数。

上述分析称为相似分析。可见，两相似现象间不但各对应的同名物理量应互成比例，而且各比例常数之间也存在着一定的关系，表现为对应的同名准则（如上例中的 Nu、Re、Pr 和 Eu）彼此相等。在工程实际计算中描述现象的物理量由未知量（或待求量，如上例中的 h 和 Δp）和已知量（如上例中之 u、b、λ、a、ρ、ν 等）组成；因此，相似准则由定型的（由已知量组成，如上例中的 Re 和 Pr）和非定型的（其中包含有未知量，如上例中的 Nu 和 Eu）两种组成。由于上例中方程组（1）的解既可表示成物理量函数，也可表示成准则函数，即

$$h = f_1(u, \Delta T, T, b, a, \lambda, \rho, \nu) \text{ 或 } Nu = f_2(Re, Pr)$$

$$\Delta p = f_3(u, b, \rho, \nu) \text{ 或 } Eu = f_4(Re)$$

因此，对于两同类现象只需保证对应的已知量互成比例和对应的同名定型准则彼此相等，则对应的未知量就必定成比例，同名的非定型准则必定相等。常用的相似分析方法有：方程组无量纲化法、相似常数法（如上例中所用的方法）、量纲分析（或 π 定理）法以及物理相似法。对于那些能用控制方程组描述的现象，通常应用前两种方法；而对于那些还不能用控制方程组来描述的现象则只用后两种方法来进行相似分析。

相似原理　相似原理可表述成三个定理，以回答前面提出的三个问题：①包含在与现象有关的相似准则中的所有物理量在实验中都应该直接地或间接地予以测量；②实验结果应整理成相似准则关系式；③由实验求出的准则关系式可推广应用到与之相似的现象中去。凡同类现象其对应的单值量互成比例，且同名定型准则又相等时，则必定相似。因此，在进行实验之前，首先要对研究的问题进行相似分析以求出与之相关的相似准则，继而在实验中对不同工况下包含在各相似准则中的诸物理量进行直接的或间接的测量，然后将测得的实验数据综合整理成准则关系式，最后根据相似原理确定准则关系式的应用范围。

相似原理还可用来指导模型的制造以代替实际设备进行实验研究，从而大大简化实验的规模。这种模型实验的研究方法在各个工业领域的技术开发中得到广泛的应用。

参考书目

章熙民，任泽霈，梅飞鸣．传热学．北京：中国建筑工业出版社，2007.

xiaofang sheji

消防设计　(fire protection design)　为保证火力发电厂安全生产，防止和减少火灾危害，保障人身和财产安全，采取的综合性防火技术措施和应急消防装备的统筹规划和安排。消防设计应符合相关防火规范的规定，贯彻“预防为主，防消结合”的方针。设计内容包括：总平面布置和交通、防火设计、消防设施及火灾报警、通风空调系统防火排烟等。

总平面布置和交通　建（构）筑物的布置和防火间距应符合相关防火规范的规定，并考虑火警时的安全疏散消防通道。建筑物和充油设备（如变压器、储油箱等）之间的安全间距需满足防火要求，或采取设置防火墙等安全措施。

防火设计　包括建构筑物和工艺系统的防火设计及消防供电。

（1）建（构）筑物防火按照规范核定建（构）筑物的耐火等级，并采用相应的耐火材料。如控制室等重要厂房，其内部装修、门窗、橱框等需采用不燃材料。而在建筑物内部须设置防火隔断设施，汽机房和锅炉煤仓间需设耐火极限不小于 1h 的防火隔墙，电缆及敷设设施需分段设阻火分隔，如阻火墙、阻火门及孔洞处用不燃材料防火封堵。设置直通室内外安全区域的安全出口及疏散通道，某些出入口需设置防火门。对油管路沟道设必要的防火隔墙。此外，高大建筑物、油库、气罐和电气设备集中的地点，根据当地雷电情况装设避雷针和接地网络。

（2）工艺系统防火设计着重于合理选择设备和材料，在易引发火源的区域选用耐热或不燃烧的材料。

电气系统的设备应选择合理的绝缘耐热等级及电流密度，并与热力设备保持一定安全距离；氢气系统、油系统、铅酸蓄电池等区域，需选用不同结构的防爆产品，并采取避免引起电火花的措施。电缆根据使用条件及重要性选用阻燃或耐火产品。

煤粉系统和油系统的设备及管道和穿越煤仓间的管道所采用的保温材料需选用不燃烧的材料；油系统管道、阀门及垫片等需考虑耐油、耐吹扫伴热蒸汽温度的要求。易自燃的高挥发分固体燃料输送采用阻燃输煤皮带；在煤粉制备系统的各个部位，须严防积粉、防止自燃或爆炸。液体燃料和气体燃料储运系统，要严防泄漏，避免产生静电和摩擦火花。油库区周围设置防止漏油蔓延的隔离堤。对有可能泄漏产生爆炸的燃料油、气、煤粉等，需设计导引到室外的措施。当燃料邻近高温或设备本身易于引燃的发火源时，必须采取妥善的防泄漏和隔离消防措施。

（3）消防供电。对自动灭火系统、与消防有关的电动阀等负荷，根据机组容量不同按保安或Ⅰ类负荷供电；消防水泵根据机组容量不同按Ⅰ类或Ⅱ类负荷供电；火灾报警和消防控制系统由交流不停电电源（UPS）供电；照明指示灯采用应急灯。

消防设施　灭火设计时合理选择并布置各种灭火设施。主要的灭火手段为室内外消火栓及各种自动喷水灭火系统。气体及泡沫灭火系统用于少数的特殊防护对象（见消防水系统及化学药剂灭火系统）。

火灾报警　在电厂重要或容易发生火灾的区域配置的防火检测火警探测器发出的火灾信号通过自动报警装置进行报警，以便在火灾初期能迅速发现和及时处理。对设置自动灭火系统的区域，火灾探测报警系统还能自动使灭火系统在火灾初期就发挥作用。

通风空调系统防火排烟　在设有火灾报警的区域，通风和空调设备与火灾报警信号连锁，发生火灾时及时切断运行中的通风空调设备。空调系统根据要求设置防火阀；集控室和电子设备间空调系统设置独立的机械排烟系统，用于灭火后排除烟气和灭火剂气体。

xiaofangshui xitong

消防水系统　(fire extinguishing water system)　火电厂水消防设备和管道的组合。包括消防用水的供给、储存、升压及常压维持、输送、自动喷水灭火系统及室内外消火栓设施等。配套的有火灾的探测、报警及相应控制系统，

移动式灭火设备及消防车辆等。

消防水系统配置的主要原则为：125MW 机组及以上的燃煤电厂消防水采用独立管网，并按区域组成环形。当电厂面积未超过 100hm^2 时，按同一时间内发生一次火灾考虑。一次灭火用水量为室外和室内消防用水量之和，消防给水水量需满足同一时间发生火灾次数及一次最大灭火消防水量。至少设置 2 台消防水泵，其中 1 台备用。125MW 及以上燃煤电厂的备用泵为柴油驱动消防泵。

厂区内设置室内、外消火栓系统。在输煤皮带、燃油、润滑油、变压器等部位需设置自动喷水或水喷雾灭火系统。

自动喷水灭火系统　由洒水喷头、报警阀组、水流报警装置（水流指示器或压力开关）等组件及管道、供水设施组成，在发生火灾时喷水的自动灭火系统。电厂常用的自动喷水灭火系统有：①闭式系统：采用闭式洒水喷头的灭火系统，通常用于输煤皮带层灭火。②雨淋系统：属于开式系统，由火灾自动报警系统或传动管控制，自动开启雨淋报警阀和起动供水泵后，向开式洒水喷头供水的灭火系统。一般用于锅炉燃烧器或油管道等的灭火。③水幕系统：由开式洒水喷头或水幕喷头、雨淋报警阀组或感温雨淋阀，以及水流报警装置（水流指示器或压力开关）等组成，用于挡烟阻火和冷却分隔物的喷水系统。主要用于输煤转运站隔火，防止火势蔓延。

水喷雾灭火系统　由火灾探测系统、水雾喷头、雨淋阀组和压力开关及管道、供水设施等组成。发生火灾时，通过火灾探测系统控制雨淋阀向管道内供水，管道充水后所有喷头即同时喷水。主要用于多油设备，如变压器及汽轮机润滑油箱等。

xiaoshengqi

消声器

（muffler）　一种既允许气流通过而又衰减或阻碍声音传播用以降低气（汽）动力性噪声的装置。

按消声器原理划分主要有阻性消声器、抗性消声器、阻抗复合式消声器、微穿孔板消声器、小孔喷注消声器、大孔降压消声器等几种，以及冷却塔消声导流装置等。

衡量消声器质量和性能的方法是进行性能评价，其内容包括：①消声性能：一般应评价总声压级和 A 声级消声量，以及在不同频率与频带下的消声量。②空气动力性能：主要评价消声器的阻力损失。③结构性能：评价几何尺寸、造价和使用寿命。④耗钢率：每吨介质降低 1dB（A）所消耗的钢材重量。

阻性消声器　将吸声材料以一定排列组合方式固定在气流通过的管道内，或把吸声材料固定在气流流动的管道内壁，以吸收或削弱噪声强度的装置。吸声材料一般采用松软或多孔的材料，如玻璃棉、毛毡、矿棉等。它的吸声原理是：当声波进入吸声材料时，引起材料内空气和细小纤维的振动，使一部分声能转化为热能。最简单的阻性消声器是直管式消声器，即将消声材料直接固定在管道内壁。应用最普遍的是片式消声器。工程中设计要点是尽量减小消声片间的气流速度，以降低产生的气流再生噪声和阻力损失。为了提高高频范围内的消声性能，还可采用折板式、迷宫式及声流式布置。阻性消声器的特点是，能在较宽的中、高频范围内消声，对高频噪声有显著的消声效果，但对低频噪声消声效果差，且不宜在温度高、湿度大和对吸声材料有腐蚀的气流中使用。

抗性消声器　也称声学滤波器，是通过适当控制声抗，使某些频率或频段的噪声反射回声源，达到消声目的的装置。常用的有扩张室式和共振腔式两类。扩张室式消声器是通过不同管和室的组合，以滤掉某些频率的噪声。按结构分有单节扩张室式，内插管双扩张室式和串联多节不同长度扩张室式。共振腔式消声器是通过共振吸声结构在某频带范围内发生共振，达到消声的目的，一般采用孔板式共振腔消声器。抗性消声器构造简单、耐腐蚀、耐高温，适用于消除中、低频噪声，但消声频宽有限，在高频下消声效果不佳。

阻抗复合式消声器　由阻性消声器与抗性消声器经适当组合而成的消声装置，是既有吸声材料，又有共振吸声体和扩张室的消声器。它对高、中、低频噪声都有消声效果。一般有扩一阻复合式、共振一阻复合式和扩一共一阻复合式几种结构。火电厂中高压风机的进排气口常采用该类消声器。

微穿孔板消声器　20 世纪 60 年代中国研制成功的一种消声器。将在 1～2mm 金属薄板上冲压若干直径为 1mm 以下微孔形成的微穿孔板，按一定方式固定在气（汽）流流过的管道内所组成的消声器。微穿孔板是当声波传到微孔时，由于孔内气（汽）体的运动和共振而形成的既有声阻又有声抗的吸声元件。微穿孔板消声器可在宽阔的频率范围内较好地消声，而且耐高温、耐腐蚀、阻力损失小、清洁、寿命长。火电厂锅炉排汽大多采用该类消声器。由于锅炉排汽温度和压力都很高，所以在排汽消声器中还采取了吸冷气及降压的措施。这既可消耗蒸汽部分能量，缩小消声器体积，又可保护微穿孔板免受汽流冲击。

小孔喷注消声器　是根据小孔喷注理论研制出的一种消声器。小孔消声器的消声原理是：当气（汽）流通过小孔时，噪声频谱的峰值移向高频区，使人耳可听声成分降低，从而减弱噪声的干扰和伤害。其基本结构是一根直径与排气（汽）管直径相等且末端封闭的管子，管壁钻有直径为 1～3mm 的小孔，孔间距约为孔径的 5 倍。小孔喷注消声器应用在电厂排汽噪声控制中，具有耐高温、体积小、质量轻、降噪量大、工作寿命长的特点。

大孔降压消声器　当气（汽）流通过直径为 5～20mm 的孔时，借助合理的孔径及其孔间距的配置，产生足够的压降而取得满意的降低噪声效果。大孔降压消声器在电厂锅炉排汽、除氧器排汽、安全阀排汽的噪声控制中得到应用，它具有内压低、安全性好、不易因堵塞而引起爆裂、耗钢材低、使用寿命长等特点。

冷却塔消声导流　是一种消声通风导流装置，主要用于电厂大型自然通风冷却塔的噪声治理，使厂界噪声达标（见图）。



冷却塔消声导流装置

自然通风冷却塔的噪声以淋水噪声为主，其频谱以高、中

频为主，距淋水池周边1m处的A声级约为76～88dB（A）。冷却塔噪声治理的主要方法有设置消声垫、隔声屏障和在部分进风口安装通风消声导流装置。其中，安装通风消声导流装置降噪效果较好，各国均有应用实例。

消声通风导流装置要兼顾消声量、进风量和冷却效率之间的制约关系，其主要设计指标为消声量、压力损失。整套消声导流装置一般由多片消声导流片组成，两片消声导流片间形成进风通道，每片消声导流片进、出风端设计成圆形，使进风通道的进出风口形成对称弧形扩口，利于整套装置内部流场优化，降低风阻，保证冷却效率。装置采用钢结构设计，结构简单、模块化，便于安装。

消声通风导流装置的降噪效果通常用插入损失（*IL*，dB）来表示（见*隔声罩*）。设计中应根据实际降噪要求，确定消声导流片的有效长度、片厚和片间距。根据冷却塔周围环境噪声敏感点的分布，确定消声导流装置实际布置的圆周尺寸和范围，使整套装置呈圆形或扇形。垂直入射消声导流片法（即气流垂直通过圆周界进入）有效降噪可达24 dB（A）；斜入射消声导流片法（所有消声片偏转一定角度，例如30°，气流斜向进入塔内）有效降噪接近30 dB（A），更有利于旋转气流对水的冷却作用。

xinxiang xichu

新相析出 （precipitation） *耐热钢*或*耐热合金*运行中由过饱和固溶体内析出新相或者消耗原有的相而析出新相的过程。新相一般是碳化物、氮化物和金属间化合物等，可以是强化相，也可以是脆性相。

*金属监督*和*寿命管理*中要注意的不仅是新相在运行过程中的析出，更重要的是析出相的性能及其对钢和合金性能的影响。析出的新相可以使钢的强度升高，也可能使钢的某些性能如韧性和抗腐蚀性能降低等。如12Cr2Mo主蒸汽管道钢在运行时析出分散的碳化物质点而使钢的持久强度升高；阀杆用钢38CrMoAl的强化相是氮化物AlN，以分散的小质点存在，极难集聚，可以保持钢的强度；*马氏体耐热钢*（如用于主蒸汽管的P91、P92钢等）在运行初期析出的新相则是金属间化合物Fe_2Mo或Fe_2W（称Laves相），运行时间较长时还会消耗原有的强化相MX（M为Nb、V等合金元素，X为C、N元素）而析出Z相。强化相的特点是硬度、强度特别高。当强化相析出后，其母相由于合金元素的贫乏化而强度硬度降低。因此，当新相是强化相且是弥散分布时，有很强的强化作用，可抵消固溶体因合金元素的贫化而强度的降低而使钢或合金的强度、硬度、持久强度和蠕变极限升高。但是，当它们聚集而强化作用消失后，则无法抵消作为基体的固溶体的强度降低而使钢或合金的强度、硬度、持久强度和蠕变极限等有明显的下降。火电厂高温构件钢中也会形成一些脆性相如铬镍不锈钢中σ相。σ相是铁铬化合物FeCr，性质硬脆，当它们沿晶界析出时，会使钢的塑性、韧性、蠕变极限和持久强度降低，也使钢的抗腐蚀性能降低。

xinhao huilu

信号回路 （signaling circuit） 将设备和电力回路的运行状态用电气信号传送到控制室，作为判断及处理依据的*电气二次线*。

采用集中控制屏的信号系统，为通过灯光指示、光字牌闪光和报警音响等方式，利用冲击继电器以及闪光报警装置实现全厂的中央信号系统。对于火电厂常规的一对一控制系统，通常设置事故、预告、事故分析、位置、联系和全厂报警等信号。

采用计算机监控的信号系统，由数据采集、画面显示及声光报警等部分组成。现场运行数据通过开关量输入（DI）回路进行采集，经过计算机数据处理后，通过操作员站的人机界面及音响系统进行画面的显示和声光报警。计算机监控的信号分为报警信号和状态信号：①报警信号分为事故信号和预告信号。电力回路或设备发生故障或运行状态异常时，发出的报警信号通过数据采集，经计算机数据处理后在监控系统显示器上弹出画面，并发出声响。并且能够完成顺序记录、事故追忆记录和事件记录，以及打印报表等功能。②状态信号为采集电气设备的运行状态，在计算机监控系统画面中显示，以了解设备的实际运行状态。状态量信号包括：*断路器*及*隔离开关*位置，自动装置的投入、退出状态，开关柜手车位置，带负荷调压变压器的绕组分接头位置等。就地电气设备或控制屏控制方式的断路器回路通常用红绿灯来显示合闸或跳闸位置。隔离开关用位置指示器显示状态位置。

xudianchi

蓄电池 （storage battery） 放电后可用充电的方法使其活性物质回复到初始状态，从而获得再放电能力，即反应是可逆的化学电源，又称二次电池。火力发电厂中通常按照直流系统电压和容量要求，将多个单体蓄电池经串、并联组成蓄电池组使用。蓄电池一般分为酸性和碱性两大类，国内火力发电厂现均采用铅酸蓄电池，基本不采用镉镍碱性蓄电池或铁镍碱性蓄电池。

铅酸蓄电池 电极主要由铅及其氧化物制成，电解液是硫酸溶液的一种蓄电池。铅酸蓄电池按蓄电池极板结构分类，有形成式、涂膏式和管式蓄电池；按蓄电池盖和结构分类，有开口式、防酸式和密封阀控式蓄电池；按蓄电池维护方式分类，有普通式、少维护式等。国内发电厂主要采用固定型排气式铅酸蓄电池或阀控式密封铅酸蓄电池，开口式铅酸蓄电池已经淘汰。

构造 固定型排气式铅酸蓄电池和阀控式密封铅酸蓄电池的结构基本相同，主要由正负极板组、电解液和容器等组成。

固定型排气式铅酸蓄电池采用半封闭结构，主要由管式正极板、涂膏式负极板、微孔隔板、电解液和透明塑料容器组成。电池盖上有防酸隔爆帽，电池内部装有温度比重计。正极活性物质是二氧化铅，负极活性物质是铅，极板之间用耐酸的隔板隔离，电解液是有一定浓度的硫酸溶液。

阀控式密封铅酸蓄电池容器采用全封闭结构，正极板栅采用铅锡合金，负极板栅采用钙铅合金，电池的电解液有胶体电解液和超细玻璃纤维隔膜吸附电解液两类，电池内部电解液被吸附在超细玻璃纤维棉（AGM）或硅凝胶中，没有游离的电解液。充电时产生的气体不外逸，在电池内部合成水。电池外壳为不透明ABS材料，电池盖有一个单向排气阀，当电池内部气体量超过一定值时，排气阀自动打开，排出气体后自动关闭。不需定期加水和酸，属于少维护蓄电池。

工作原理　在蓄电池容器中注入电解液后，正、负极板上便产生不同的电位，在外电路断开时，正、负极板间的电位差即为蓄电池的电动势。

充、放电时蓄电池的电化学反应式为

$$PbO_2\text{（正极板）}+Pb\text{（负极板）}+2H_2SO_4\text{（电解液）}\underset{\text{充电}}{\overset{\text{放电}}{\rightleftharpoons}}2PbSO_4\text{（正、负极板）}+2H_2O\text{（水）}$$

特性　主要包括电动势、端电压、容量和自放电等特性。

（1）电动势。铅酸蓄电池的电动势大小主要与电解液的密度有关，而与极板的面积大小无关，受温度的影响可忽略不计。

（2）端电压。在放电或充电过程中，蓄电池的端电压（U）都是变化的，它与电动势 E（或电解液的密度 d）、内阻 r、充电电流 IC 和放电电流 ID 有关，即 $U=E-IDr$ 或 $U=E+ICr$。

（3）容量。铅酸蓄电池在充足电后放电至终止电压时所能放出的电量。通常将10h放电率的放电容量称为铅酸蓄电池的额定容量。蓄电池的容量与其极板的面积、数量以及电解液的密度、体积有关，而在使用中更主要的是与其放电率（放电电流和时间）、充电程度、环境温度等因素有关。

（4）自放电。蓄电池由于其自身的内阻而进行的放电。自放电会使蓄电池自行失去电量。为防止因自放电而使极板硫化，要对蓄电池定期进行均衡充电来予以补偿。

运行方式　有浮充电运行方式和充电—放电运行方式两种。

（1）浮充电运行方式。蓄电池组与浮充电装置并联，由浮充电装置向直流母线供电同时又以小电流向蓄电池组浮充电的一种运行方式。采用浮充电运行方式的蓄电池组，由于自放电而消耗的电量得以补偿，经常是处于充满电状态，蓄电池容量得到充分利用，直流母线电压稳定，使蓄电池寿命延长，因而在火力发电厂中得到广泛的采用。

固定型排气式铅酸蓄电池浮充电压为2.15～2.17V，阀控式密封铅酸蓄电池浮充电压为2.23～2.27V。

（2）充电-放电运行方式。由蓄电池向直流负荷供电，放电至规定电压值后再进行充电的一种运行方式。当交流系统或浮充电装置发生事故时，蓄电池组转入放电状态运行，承担全部直流负荷。单体铅酸蓄电池的放电终止电压应根据直流负荷允许的最低电压来确定，但不得低于蓄电池最低允许电压值。

事故消除后，蓄电池组进行均衡充电，充电装置除向蓄电池组充电外，还兼供直流经常负荷。

固定型排气式铅酸蓄电池单体（2V）蓄电池终止电压取1.75～1.80V，均衡充电电压为2.3V。阀控式密封铅酸蓄电池单体（2V）蓄电池终止电压取1.80～1.87V。均衡充电电压为2.35V。

碱性蓄电池　电解液是碱性溶液的一种蓄电池。碱性蓄电池按极板活性材料分为铁镍、镉镍蓄电池等系列。碱性蓄电池按极板的结构工艺不同，有袋式、涂膏式和烧结式三种。镉镍和铁镍蓄电池的负极板的有效物质分别为海绵状的镉（Cd）和铁（Fe），正极板的有效物质均为羟基氧化镍（NiOOH）。电解液为有一定浓度的氢氧化钾（KOH）溶液。

蓄电池在注入电解液后，正、负极板上产生不同电位，在外电路断开时的电位差即为蓄电池的电动势。

充、放电时镉镍蓄电池的电化学反应式为

$$Cd\text{（负极板）}+2NiOOH\text{（正极板）}+2H_2O\text{（水）}\rightleftharpoons Cd(OH)_2\text{（负极板）}+2Ni(OH)_2\text{（正极板）}$$

镉镍蓄电池的电化学反应是可逆的，在充放电过程中不消耗电解液，其密度几乎无变化，但有吸附和释放水的特性。

xudianchi anzhuang

蓄电池安装

（installation of storage battery）　火力发电厂一般采用铅酸蓄电池，安装主要工序有蓄电池架安装、蓄电池组安装、蓄电池充放电。

蓄电池架安装　按照生产厂家提供的柜架安装图纸布置、组装蓄电池柜架，校正柜架的水平度、垂直度，并固定牢固、可靠接地。安装前应事先校核柜架尺寸与蓄电池尺寸是否相符，能否放置全部蓄电池。

蓄电池组安装　安装前，应逐只核对蓄电池接线端的正负标志与其内部极板实际正负极的一致性，并测量电池电压是否均衡，电压值是否正常；蓄电池应放置平稳、排列一致；通过连接排（线）将蓄电池组的各级电池以串联方式连接，确定极板搭接面清洁后薄涂一层电力复合脂，并用力矩扳手紧固连接螺栓至规定力矩值；蓄电池跨排（层）间采用软连接线连接；所有连接线接线完成后，应检查极性及连接是否正确，测量并记录整组蓄电池的端部原始电压和单体蓄电池的原始电压，测量蓄电池内阻，内阻值应符合厂家产品的技术要求。安装完成后对蓄电池进行编号。图示为蓄电池组安装成品图。



蓄电池组安装成品

蓄电池充放电试验　确认蓄电池组安装结束，单体、整组电池的采样装置开通并运行正常，对电池进行充放电试验，试验不合格的电池应进行更换，更换后需再次进行放电容量的校核工作。阀控式免维护铅酸蓄电池在出厂前已完成充放电工作，现场只进行电池容量的校核工作。

xudianchi zhiliu xitong

蓄电池直流系统

（storage battery DC system）　火力发电厂中由蓄电池组构成的直流电源及其网络，向控制、信号、保护和自动装置等控制负荷，以及直流保安负荷（直

流油泵、风机)、交流不停电电源等动力负荷和事故照明负荷供电。

蓄电池配置　按机组容量及供电负荷的要求配置。大型机组一般为每台机组装设3组蓄电池，其中2组对控制负荷供电，1组对动力负荷供电；中小型机组，每台机组宜装设1～2组动力负荷和控制负荷合并供电的蓄电池；300MW级机组在上述两种配置中选择。蓄电池的类型、容量和充电装置要求如下。

(1) 类型。发电厂应用有铅酸蓄电池和镍镉电池两类。①铅酸蓄电池广泛用于发电厂直流系统，有固定式防酸铅酸蓄电池和阀控密封式铅酸蓄电池。防酸铅酸蓄电池具有容量大、适用温度和电流范围大、储存性能好、效率高、充放电循环次数多、铅材料资源丰富、价格低等特点；阀控式密封铅酸蓄电池具有放电性能好、技术指标先进和维护量小等特点。②镍镉电池具有承受冲击负荷大、体积小和维护检修方便等特点。小型发电厂也可采用中倍率镉镍蓄电池，而高倍率镍镉电池可用于事故冲击电流较大的配电装置或远离主厂房的水源、输煤等附属设施。

(2) 容量。按用电设备的实际负荷统计，并按满足全厂厂用交流电源事故停电时间为1h，不与电力系统连接的孤立停电2h计算。计算时应考虑直流电动机起动电流和蓄电池持续放电末期恢复厂用交流电源的最大冲击电流；同时计算事故放电末期直流母线电压最低允许值所要求的放电容量，计算结果取上限值。

(3) 充电装置。发电厂的蓄电池以全浮充电方式运行，每组蓄电池装设1台充电装置，可采用高频开关充电装置或晶闸管充电装置。高频开关充电装置具有效率高、体积小、可靠性高、稳流稳压性好等特点，晶闸管充电装置具有接线简单、价格较低等特点。当设2组相同电压的蓄电池组，采用配置有备用模块的高频开关充电装置时，可不再设备用。采用晶闸管充电装置时，需再设1台公用备用。全厂一种电压的蓄电池只有1组时，宜再设1台备用充电装置。

直流系统配置　直流系统的电压等级、接线方式和设备布置的配置要求如下。

(1) 电压等级。供控制负荷的直流系统一般采用110V，供动力负荷的直流系统一般采用220V，当控制和动力负荷合并供电时采用220V。

(2) 接线方式。通常采用单母线或单母线分段接线方式。2组蓄电池采用2段单母线接线，每组蓄电池和相应的充电装置一般接在同一母线上，备用充电装置可切换到相应的两段母线上。蓄电池和充电装置需经隔离和保护电器接入直流母线。

(3) 设备布置。发电厂的蓄电池通常布置在控制楼底层或主厂房底层靠近用电设备的专用房间内。铅酸蓄电池室要求防酸、防爆，有较好的通风和采暖设施。普通铅酸蓄电池室应毗邻设置通风室和调酸室。小容量阀控密封式铅酸蓄电池组或镍镉电池组可安装在成套的专用柜内，紧靠直流屏布置。

直流屏布置在蓄电池室附近专用的直流电源室、电气继电器室或电气控制室内。采用控制屏控制方式时，为便于操作，可布置在主环正面两侧、控制屏后一排位置或靠近控制室的直流屏室内。

xuanfu ranshao

悬浮燃烧　(suspension combustion)　燃料以粉状、雾状或气态随同空气经燃烧器喷入锅炉炉膛，在悬浮状态下进行燃烧的方式。这一燃烧方式通用于气、液、固体燃料，通称火室燃烧。悬浮燃烧可用于燃烧各种煤种，燃烧比较完全，锅炉效率较高，大容量燃煤锅炉大多采用这种燃烧方式，但煤由煤粉制备系统制备成煤粉，制粉设备的金属消耗和耗电量都比较大，锅炉排出烟气中飞灰量也大。

燃烧过程　悬浮燃烧是一个复杂的物理化学过程。煤粉空气混合物喷入炉膛时，卷吸炉膛内的高温烟气产生对流换热，同时与炉内高温火焰进行辐射换热，煤粉气流温度迅速提高而发生着火燃烧。传统理论认为在着火区域内首先是挥发物进行燃烧。当焦炭被加热到高温便转向焦炭的燃烧。在一般情况下，燃烧速度取决于化学反应速度和空气向焦粒输送氧的扩散速度。如果空气与燃料充分混合。且温度较低（低于1200℃），这时整个燃烧速度取决于化学反应速度，这种燃烧过程称为动力燃烧。如果温度很高（高于1800℃），燃烧的主要矛盾在于空气不能迅速地扩散到焦粒表面，则整个燃烧速度取决于空气扩散速度，这种燃烧过程称为扩散燃烧。温度在1200～1800℃称为过渡燃烧区，此时，扩散条件和反应温度同时影响燃烧速度。煤粉炉中的燃烧过程，都是在过渡燃烧区域中进行的，煤粉越细，燃烧过程开始转入扩散燃烧区域就越迟。

现代煤粉炉，煤粉颗粒很小，大部分为30～200μm，炉膛温度又很高，因此煤粉在炉膛中的加热速度可以达到（0.5～1.0）$\times 10^4$℃/s，只需0.01～0.1s的时间就能迅速达到900～1000℃。在这样快速加热的条件下，其燃烧过程就与煤粒燃烧不同。在煤粒慢速加热燃烧时，挥发分首先析出并着火燃烧，然后是焦炭的着火燃烧。而在煤粉炉内，细小的煤粉快速加热时，挥发分析出、着火和碳的着火燃烧几乎是同时的，即发生所谓的多相着火燃烧。甚至是极细的煤粉粒首先着火燃烧，然后才是挥发分的热分解和着火燃烧。在煤粉的燃烧过程中，挥发分的析出过程几乎延续到煤粉燃烧的全过程。

着火与燃尽　着火的稳定性是指煤粉气流有稳定的着火面，不会熄灭。对着火困难的煤，可采取以下措施：①热风送粉；②燃烧区域采用较高的截面热负荷，或在燃烧器区域水冷壁管上局部敷上耐火材料，形成卫燃带，减少水冷壁管吸热；③设法增强煤粉气流和高温烟气之间的对流热交换；④适当提高一次风中的煤粉浓度；⑤采用较低的一次风速；⑥提高煤粉细度。

悬浮燃烧的另一关键问题是尽可能地使煤粒燃烧完全，即燃尽，这样可使固体不完全燃烧损失降低、锅炉效率提高。为了获得较高的燃尽程度，设计中应选用恰当的炉膛容积热负荷和炉膛截面热负荷（见炉膛热力特性），采用合适的炉膛尺寸，保证足够的火焰行程和煤粒在炉膛内的停留时间（见锅炉炉膛），并合理布置二次风等。运行中应正确进行锅炉燃烧调整，维持适当的过量空气系数和恰当的煤粉细度，调整好各二次风喷口间的风量分配及二次风速，使与一次风能很好混合等。

结渣与低温燃烧　悬浮燃烧时，灰分以固态从炉底排出时称固态排渣；灰分以熔融状态从炉底排出时称液态排渣。前者在燃用某些煤时易在管壁上结渣，即在燃烧过程中灰渣

被熔化后紧密黏附在管壁上的现象。结渣一旦发生，往往有越结越多、不断蔓延的趋势，结渣将严重影响受热面吸热、甚至破坏燃烧过程的组织，最终导致被迫停炉。结渣的内因是煤的灰分特性（见煤质分析），外因中最主要的是炉内空气动力场组织不好，此外燃烧器布置不合理，配风不当，炉膛热力参数选得过高等，都会引起结渣。液态排渣时，在燃烧区域维持较高温度，使灰熔融成液态从炉底排出，这样既可解决着火困难，又可解决结渣的问题，但由于炉温高，难以抑制 NO_x 的生成，因而影响了它的发展（见液态排渣炉膛）。

低温燃烧是在研究褐煤燃烧时发展起来的一种技术。它是在燃烧过程中通过一、二次风口或其他喷口掺入一定量的惰性气体，使燃烧发展缓慢，再加上限制燃烧区域壁面热负荷和炉膛截面热负荷，形成低温燃烧条件，以防止结渣。低温燃烧应延长煤粉在炉内停留的时间，保证煤粉燃烧完全。

低 NO_x 燃烧　在传统的悬浮燃烧中，一次风煤粉气流和二次风气流在炉膛进行强烈的扩散和混合，燃烧过程中 NO_x 生成率比较高。为控制 NO_x 生成量，在配风方式上使煤粉气流与二次风气流的混合在两个或三个区域内进行。在一次燃烧区内煤粉是在缺氧工况下着火燃烧，一次燃烧区未燃尽的煤粉颗粒与其余的燃烧空气（分级二次风）在以后燃烧区混合并燃尽。这种燃烧方式可有效控制 NO_x 生成量（见低 NO_x 煤粉燃烧器），有时可能会牺牲一些经济性。

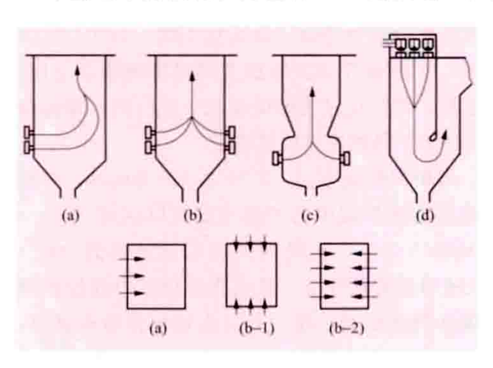
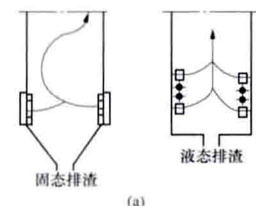


图 1　布置旋流燃烧器的煤粉炉炉膛型式

(a) 前墙布置；(b-1) 两侧墙对冲布置；(b-2) 前后墙对冲布置；(c) 半开式炉膛对冲布置；(d) 炉顶布置

炉膛与燃烧器布置　炉膛的型式主要取决于煤种、燃烧器的型式及其布置。布置旋流式煤粉燃烧器的炉膛型式见图 1。通常做前墙、两侧墙或前后墙对冲（交错）布置。容量一定的锅炉，对旋流燃烧器的布置应从炉膛截面形状和尺寸、炉膛高度以及便于对流受热面的布置做综合考虑。旋流燃烧器之间、旋流燃烧器与炉墙之间及其与冷灰斗上缘之间应保持适当距离，相邻两旋流燃烧器的气流旋转方向一般是相反的。直流式煤粉燃烧器常用的布置方式为角式切向布置、立式旋风炉中的切向（割向）布置以及炉顶式布置等（见图 2）。为了燃烧低挥发分贫煤和无烟煤，发展了 U 形和 W 形火焰燃烧炉膛，大都采用直流燃烧器拱顶布置，也有采用旋流燃烧器的。（见 W 形火焰炉膛）



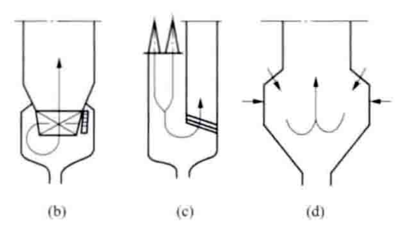


图 2　布置直流燃烧器的煤粉炉炉膛型式

(a) 四角布置切向燃烧；(b) 立式旋风炉切向燃烧；(c) 炉顶布置 U 形火焰燃烧；(d) W 形火焰燃烧

xuanfeng ranshao

旋风燃烧

旋风燃烧　(cyclone combustion)　粒状或粉状燃料由高速气流带动在圆筒形燃烧室内做旋涡运动并燃烧的方式。采用旋风燃烧的单只燃烧室俗称旋风筒，由一个或数个前置的旋风筒与装在其后的冷却室结合构成旋风炉（膛）。因旋风筒结构和布置的不同，旋风炉有卧式和立式两种类型。

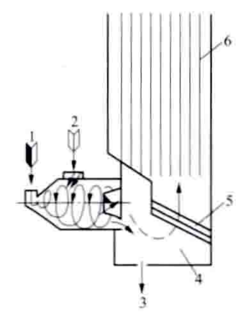


图 1　卧式旋风炉

1—一次风；2—二次风；3—排渣口；4—熔渣池；5—捕渣管；6—冷却室

卧式旋风炉（见图 1）　采用水平或倾斜放置的水冷旋风筒，内壁焊以销钉并覆盖耐火炉衬。粒状燃料（煤屑）和一次风由旋风筒端部的燃烧器送入（或者以粗煤粉为燃料，一次风切向喷入炉膛），大部分燃烧空气作为二次风以 100m/s 以上的高速切向送入，在筒内形成强烈的旋涡运动和复杂的轴向流动，燃烧过程炽烈，炉温高达 1700℃ 以上。大部分灰分熔融以液态渣的形式从排渣孔排出，炉壁上也形成一层熔渣膜。一部分燃料在旋风筒空间燃烧，较大的燃料颗粒则被甩向炉壁，黏附在熔渣膜上受高速气流的冲刷而燃烧，燃烧迅速而完全。气态燃烧产物通过喉口排向炉膛的冷却室。卧式旋风筒体积小，燃烧热强度高，捕渣率可高达 85%，飞灰量少且液态渣易于综合利用；烧煤屑时燃料制备系统简单省电；可以燃用烟煤和褐煤，以及油和气体燃料，不过要求煤的灰渣特性应适于液态排渣。卧式旋风炉的主要缺点是送风电耗高、NO_x 排放量大和负荷适应范围窄等。该炉型多用于各种容量的发电锅炉，以美国、德国应用较多。视锅炉容量的不同，可采用一个或多个旋风筒，单面墙布置或对冲布置。现最大锅炉容量为 3630t/h。

立式旋风炉（见图 2）　采用竖直放置的细长旋风筒（前置炉），炉内壁为水冷并覆有耐火炉衬。燃料为煤粉，由顶部的燃烧器送入，二次风切向进入，其速度、在炉内旋转的激烈程度以及燃烧的炽烈性都较卧式旋风炉低，但仍然保持旋风燃烧的基本特点。中国较多应用立式旋风炉，除发电外，还用于城市供热以减少灰场占地；煤中加添加物后，其渣粒可用于生产建筑材料或肥料，以及用于化工废渣解毒等。

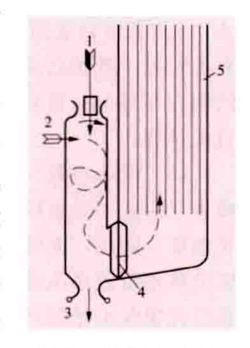


图 2　前置式立式旋风炉

1—一次风；2—二次风；3—排渣口；4—捕渣管；5—冷却室

旋风炉运行　为保证旋风炉正常

运行应注意：①新设计的旋风炉一定要做煤的适应性评价，其原则是煤燃烧后在炉内建立的温度条件应满足正常流渣的需要。流渣特性差时要求煤的质量更好，理论燃烧温度更高。当采用添加物改善流渣特性时，也要进行混料的流渣特性评价。运行中尽可能保持煤种稳定，严格管理配料。②旋风炉壁的膨胀处理以及密封、支承、冷却等结构问题直接关系到运行可靠性，应认真对待和处理。③保证辅机运行正常。④采取有效措施，防止冷却室及其后的对流受热面严重积灰。

xuanliushi meifen ranshaoqi

旋流式煤粉燃烧器 (whirl pulverized-coal burner)

以空气为主导的旋转气流，组织炉内高温烟气反向流动和气粉强烈混合，导致煤粉着火、稳燃并完全燃烧的装置。它由中心管（管内放置点火油枪）、一次风喷口、二次风喷口（或称调风器）组成。基本特点是空气与煤粉的混合物（又称一次风）由中心部位的环形一次风喷口呈直流或旋流喷出。来自送风机的二次风经过旋流器产生旋转，包围一次风并喷入炉膛，逐渐与一次风混合并呈伞状扩散。旋转气流的携带作用和中心负压区造成的高温烟气回流，加热一次风使煤粉着火和强烈燃烧（见图1）。

决定旋流式燃烧器性能最主要的因素是旋流强度。旋流强度以 n 来表示：$n=M/KL$。式中 M 为旋转动量矩；K 为轴向动量；L 为燃烧器喷口特征尺寸。旋流强度大，气流旋转强，由喷口射出的旋转射流的扩张角大并形成射流中心的烟气回流区，同时也增大了射流的紊流度。适当的旋流强度对煤粉气流的着火和燃烧至关重要，尤其是旋转气流的扩张度、形成的回流区大小和回流的强弱、气流的混合状况等。确定旋流强度主要是根据煤的特性，旋流强度随着煤的可燃性增加而减弱。

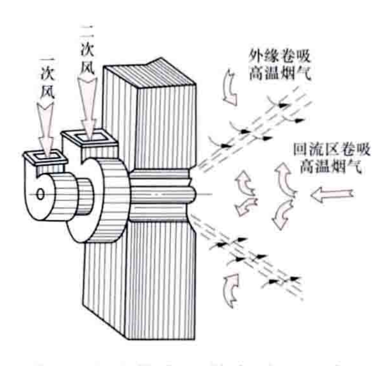


图1 旋流燃烧器燃烧过程示意图

旋流式燃烧器一般布置在锅炉炉膛的前墙或两侧墙，或前后墙对冲布置，也有布置于炉顶的。

蜗壳式煤粉燃烧器 如图1所示，旋转气流的产生是靠近似螺旋线壳体的导流，一、二次风均进入蜗壳的称为双蜗壳燃烧器。二次风进入蜗壳、一次风不旋转而在出口处用扩锥使一次风扩张的燃烧器称为单蜗壳燃烧器。蜗壳式燃烧器结构简单，适宜于燃烧烟煤、褐煤，也可用于燃烧贫煤。蜗壳式燃烧器负荷调节性能差，蜗壳的阻力也较大，且出口气流中煤粉分布不均匀，影响到燃烧效果。由于这些缺点，这种燃烧器已很少采用。

轴向叶片式燃烧器 如图2所示，利用二次风经轴向叶片产生的旋转气流与轴向直接送入的一次风汇合，使煤粉完全燃烧。一次风一般为直流送入炉内，也可以在入口处加装挡板使一次风旋转。二次风的旋流强度可以调节。这种燃烧器因其旋流强度较小，仅适用于燃烧可燃性好的烟煤和褐煤。

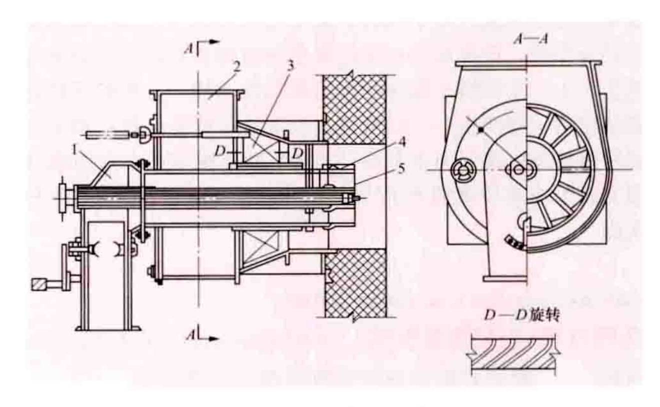
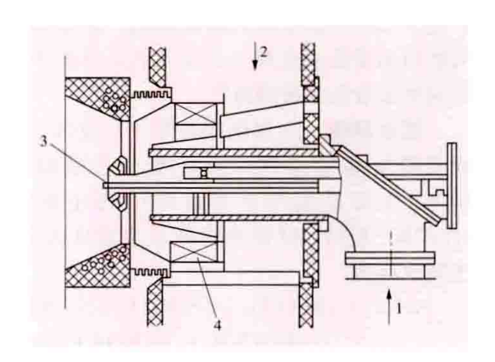


图2 轴向叶片式燃烧器

1—一次风壳；2—二次风壳；3—叶轮；4—一次风管套筒；5—中心管套筒

切向叶片式燃烧器（见图3） 利用二次风经由切向叶片产生旋转射流，改变切向可动叶片角度可以调节旋流强度。一次风经由多层扩流锥（稳焰罩）扩散后有利稳定火焰。切向叶片式燃烧器适用于燃烧烟煤、褐煤。


图3 切向可动叶片式燃烧器

1—一次风；2—二次风；3—点火器；4—切向可动叶片

其他旋流煤粉燃烧器 为了改善锅炉低负荷特性，加强燃烧器着火功能，带一次风交换（PAX）的双调风燃烧器（DRB，见低 NO_x 煤粉燃烧器）已在大型燃用低挥分煤的锅炉上应用。同时，也有采用不同结构设计形成一次风浓淡偏差燃烧的旋流燃烧器在试用中。

xuanzhuan cidongshi

旋转磁动势 (rotating magnetomotive force)

在空间绕着某一轴线旋转的磁动势。产生旋转磁动势的方法可以是机械的或是电磁的。汽轮发电机转子旋转时，转子励磁电流产生接近正弦分布的磁动势随之而转，形成旋转磁动势；而定子三相电枢绕组中有对称的正弦交变电流通过时，三相绕组产生的合成磁动势也是一个旋转磁动势，其幅值为

$$F=\frac{3\sqrt{2}}{\pi}\times\frac{wk}{p}I$$

式中 w 为每相绕组的串联匝数；k 为绕组系数；p 为绕组的极对数；I 为每相电流的有效值，A。

当同步发电机正常对称运行时，电枢绕组产生的旋转磁动势和转子磁极旋转磁动势以同一转速同向旋转，两者相对

静止，形成平稳的电磁转矩。电磁转矩的大小与定子、转子旋转磁动势的大小及两者的相对位置有关。不对称运行时，发电机电枢电流三相不对称，除有与对称运行时相序相同的正序分量外，还有相序相反的负序分量存在，该负序分量电流会产生一个和转子转向相反的旋转磁动势，它和转子励磁磁场作用，将产生一个以两倍工频交变的转矩分量，总的电磁转矩将发生脉动而不平稳。此外，负序磁场还会在励磁绕组及转子铁芯等部件中产生感应电流、造成附加的损耗和发热。

xuanzexing cuihua huanyuanfa tuoxiao

选择性催化还原法脱硝 (selective catalytic reduction, SCR) 利用还原剂在催化剂作用下有选择性地与烟气中的氮氧化物（NO_x）发生化学反应，生成氮气和水的方法。还原剂可采用液氨、尿素或氨水。氨逃逸浓度宜小于 2.5mg/m³，SO_2/SO_3 转化率应不大于 1%。SCR 是世界上应用最广泛的成熟的烟气脱硝技术，脱硝效率可达 60%～90%，适用于要求脱硝效率较高的新建、改建、扩建 600MW 级及以上燃煤机组、现役机组改造和燃用无烟煤或贫煤的燃煤机组，适用于对空气质量要求较高的敏感地区。

基本原理 在催化剂作用下，液氨、氨水或尿素等氨基还原剂可选择性地还原烟气中的 NO_x，主要反应与选择性非催化还原法脱硝（SNCR）相同，只是所需的反应温度大大降低。主要反应为

$$4NH_3+4NO+O_2 \longrightarrow 6H_2O+4N_2 \text{（}NH_3\text{ 为还原剂）}$$

$$2CO(NH_2)_2+4NO+O_2 \longrightarrow 4H_2O+4N_2+2CO_2 \text{（尿素为还原剂）}$$

主要的副反应是 SO_2 在催化剂存在时被氧化成 SO_3。SO_3 与过量的氨反应生成 NH_4HSO_4 和 $(NH_4)_2SO_4$。NH_4HSO_4 具有腐蚀性和黏性，在温度降低时会凝结黏附，可沉积在催化剂及其下游的空气预热器、烟道和风机上，造成催化剂孔隙堵塞和空气预热器等的腐蚀。

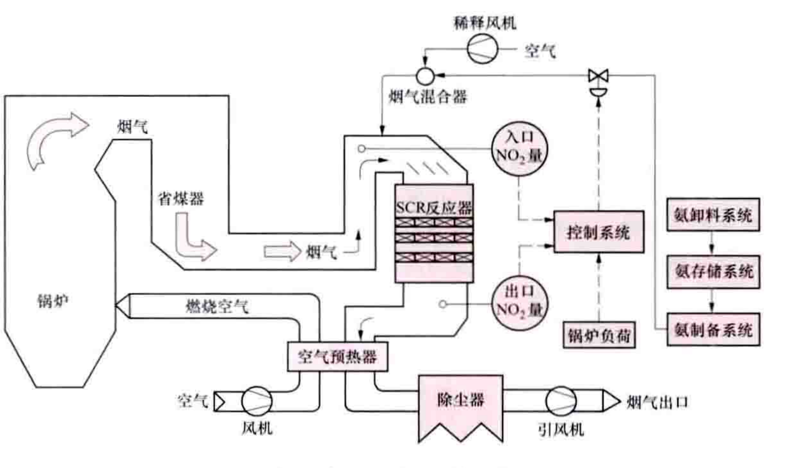
反应温度窗口取决于所选用的催化剂种类，当采用钛或铁氧化物作为催化剂时，其最佳温度窗口为 300～400℃，当采用活性焦炭作为催化剂时，其温度窗口仅为 100～150℃。火电厂 SCR 工艺中应用最多的催化剂主要以 TiO_2 为载体，以 V_2O_5、WO_3、MoO_3 及 Cr_2O_3 等金属氧化物为活性成分。其中，TiO_2 具有较高的活性和抗 SO_2 性能；V_2O_5 是主要的活性物质，具有较高的脱硝效率；WO_3 有助于抑制 SO_2 向 SO_3 的转化；MoO_3、Cr_2O_3 则起助催化剂和稳定剂的作用。

SCR 反应器的布置 主要有高温高尘和低温低尘布置两种方案。

高温高尘布置 布置在空气预热器前，是火电厂 SCR 工艺普遍采用的布置方式。进入催化反应器的烟温为 300～400℃，适合于多数催化剂的温度窗口，系统简单，采用较广。但由于烟气所含全部飞灰及 SO_2 均通过反应器，会造成催化剂的堵塞和磨损，飞灰中的一些微量化合物尤其是 As_2O_3 会使催化剂污染和中毒，从而使催化剂逐渐失去活性。当要求 NO_x 脱除率为 80%、氨逃逸量不大于 2.5mg/m³ 时，催化剂的使用寿命约为 2～3 年。

低温低尘布置 布置在烟气脱硫装置之后。催化反应器工作在粉尘及 SO_2 含量很低的“干净”烟气之中，避免了催化剂的堵塞、污染和中毒问题，可减少催化剂用量（约为高温高尘布置的 80%），并使反应器布置得更加紧凑，减小体积，降低造价，催化剂的使用寿命可达 3～5 年。但由于烟温较低，需装设气/气换热器等将烟温提高到催化剂的活性反应温度，增加了能源消耗和运行费用。

工艺流程 SCR 系统由还原剂储存和供应系统、催化反应系统及其公用系统等组成，高温高尘布置工艺流程见图。



高温高尘布置 SCR 工艺流程

还原剂储存和供应系统 还原剂可选用液氨、氨水和尿素。

液氨由密封槽车运输，利用液氨卸料压缩机将其输入常温压力储罐内储存。液氨在液氨蒸发器内蒸发成氨气，经氨气缓冲罐送至催化反应系统。液氨为危险品，储存和制备装置应符合 GB 536、GB 18218、《危险化学品安全管理条例》的有关规定。

氨水采用质量浓度为 20%～30%的溶液，由密封槽车运输，利用卸料泵将其输入常温常压储罐内储存。虽其危险性较液氨低，但汽化能耗、运输和储存费用均较高，应用较少。

尿素作为农用肥料，在运输、储存中不存在危险性，适合环境和安全要求较高的地区选用。需要利用专门的设备将尿素转化为氨，尿素制氨系统有水解和热解两种方式。

催化反应系统 包括反应器外壳及催化剂、稀释空气系统、混合气体喷射系统、吹灰器等。

锅炉加装 SCR 反应器，应核算锅炉尾部烟道防爆压力、锅炉钢结构荷载、基础荷载等；核算加装 SCR 反应器后烟气温度及阻力变化对锅炉尾部烟气系统的影响（如引风机压头的变化等）；应充分考虑 SCR 反应器对锅炉整体及锅炉尾部的布置、空气预热器腐蚀等的影响。反应器内平均烟气流速一般为4～6m/s。一般设置一层或多层初装层，并预留1～2层备用层位置。催化剂可选择蜂窝式、板式、波纹式或其他形式。催化剂形式、催化剂中各活性成分含量以及催化

剂用量一般应根据具体烟气特性、飞灰特性和脱硝效率确定。

稀释空气系统保证喷入系统的混合气体中氨气的体积浓度不高于5%，稀释空气可由一次送风机的出口或空气预热器出口一次风引出，也可通过设计专用稀释风机提供。

混合气体喷射系统可采用喷氨格栅或静态混合器。在反应器中氨的扩散及其与烟气气流混合分布的均匀性是影响脱硝效率的关键因素之一，为保证脱硝效率，应进行计算流体动力学（CFD）数值分析计算以及流场物理模型试验。

每层催化剂层均应设置吹灰器，吹灰方式可采用蒸汽吹灰或声波吹灰方式。

公用系统　主要包括蒸汽系统和废水系统。蒸汽系统用于氨蒸发器的加热和蒸汽吹灰等；废水系统的作用是在卸氨后的设备及管道清理、事故或长期停机状态下，氨储罐及管道中的氨气应排放至氨气吸收槽，用水稀释后排入厂区内的废水处理系统集中处理。

技术特点　主要有：①脱硝效率高，可高达80%～90%；②装在省煤器与空气预热器之间，不涉及锅炉炉内的改造；③还原剂利用率高，氨逃逸量低；④投资和运行费用较高；⑤有一定的 SO_2/SO_3 转化率，会造成反应器下游的烟道、空气预热器的堵塞和腐蚀问题；⑥需对引风机、空气预热器等进行改造，对现有电厂改造难度较大。

xuanzexing feicuihua huanyuanfa tuoxiao

选择性非催化还原法脱硝　（selective non-catalytic reduction，SNCR）　利用还原剂在不需要催化剂的情况下有选择性地与烟气中的氮氧化物（NO_x）发生化学反应，生成氮气和水的方法。还原剂可采用尿素、液氨或氨水。对于煤粉炉，SNCR的脱硝效率一般为20%～40%，适用于燃用烟煤或褐煤、600MW等级及以下老机组改造且对 NO_x 排放要求不高的区域；对于流化床锅炉，因其具有 NO_x 排放浓度低、炉内结构适于SNCR技术等特点，SNCR的脱硝效率可达40%～75%。在环境敏感区域应选择尿素作为还原剂。

基本原理　在炉膛温度为850～1150℃的区域内，无催化剂作用下，尿素或 NH_3 等氨基还原剂可选择性地还原烟气中的 NO_x，主要反应为

$$4NH_3+4NO+O_2 \longrightarrow 6H_2O+4N_2 \text{（}NH_3\text{ 为还原剂）}$$

$$2CO(NH_2)_2+4NO+O_2 \longrightarrow 4H_2O+4N_2+2CO_2 \text{（尿素为还原剂）}$$

采用尿素作为还原剂的最佳反应温度为900～1150℃，采用液氨或氨水作为还原剂的最佳反应温度为850～1100℃。当温度过高时，氨反而会被氧化生成NO；当温度过低时，NO_x 的还原速度会很快降低，并造成 NH_3 的泄漏。

工艺流程　以尿素为还原剂的SNCR工艺主要由还原剂储存和溶解系统、稀释水压力控制系统、还原剂计量和分配系统及还原剂喷射系统四部分组成。

还原剂储存和溶解系统　可外购散装颗粒尿素或袋装尿素，散装颗粒尿素宜采用罐车运输、储仓储存；袋装尿素则可不设储仓，直接存放。在厂内设置尿素溶解装置，配置成40%～55%的溶液，储存在尿素溶解罐中。尿素溶解水的温度宜为40～80℃，硬度应小于2mmol/L（$1/2Ca^{2+}+1/2Mg^{2+}$），尿素溶液储罐内或再循环管线应设伴热装置，罐体应保温。

稀释水压力控制系统　一台锅炉配置一套稀释水压力控制系统，包括稀释水泵、过滤器、压力调节阀和压力、流量仪表。稀释水泵一般按2台全流量的多级不锈钢离心泵设置，过滤器应设在稀释水泵的进口。稀释水可为除盐水、反渗透产水或凝结水。

还原剂计量和分配系统　与稀释水压力控制系统配合，将尿素溶液稀释为浓度为10%后喷入炉膛。根据烟气中 NO_x 的浓度、锅炉负荷自动调节锅炉各喷射区域（一个喷射区域一般由多个喷射器组成）还原剂的总流量，或单个喷射器的还原剂流量。对还原剂喷入量和喷入部位进行控制，使SNCR系统对锅炉负荷变化和减少氨逃逸具有可操作性。系统由计量泵、混合器、流量计、控制阀等组成。

还原剂喷射系统　将还原剂雾化后以一定的角度、速度和液滴粒径喷入炉膛，参与脱硝化学反应。喷射区域、喷射器的种类、数量和位置，取决于锅炉的温度场、流场、锅炉结构和脱硝效率等要求，需应用流场和化学反应的数值模拟来优化喷射系统的设计。典型的设计是设1～5个喷射区，每个区设4～12个喷射器。喷射器一般布置在锅炉折焰角、过热器和再热器区域。

喷射器类型有墙式、单喷嘴枪式和多喷嘴枪式。墙式喷射器是由炉墙往炉膛内喷射，一般应用于短程喷射的小型锅炉；单喷嘴和多喷嘴枪式喷射器伸入炉膛喷射，一般应用于大容量锅炉。枪式喷射器需用水或压缩空气冷却，使其能承受反应温度窗口的温度，而不产生任何损坏。枪式喷射器有伸缩机构，当喷射器不使用、冷却水流量不足、冷却水温度高或雾化介质流量不足时，可自动将其从锅炉抽出以保护喷射器不受损坏。喷射器进口应设置雾化用的压缩空气或蒸汽。喷射系统应设置压缩空气吹扫以防止烟气中的灰尘堵塞喷射器。

技术特点　主要有：①投资省，约是选择性催化还原法脱硝（SCR）工艺投资的20%～30%；②中等的脱硝效率，对煤粉炉脱硝效率为20%～40%，对循环流化床锅炉脱硝效率为40%～75%；③不需要使用催化剂，因而不会提高烟气中 SO_2 的氧化率，烟气中 SO_3 浓度不会增加，生成的 NH_3HSO_4 造成空气预热器的堵塞和腐蚀要比SCR低；④建设周期短，占地面积小。

对于煤粉炉，比较适于现有电厂的改造和对 NO_x 排放要求不高的区域；对于循环流化床锅炉，应优先选用。由于尿素是一般化学药品，而氨属于危险化学药品，在环境敏感区域，SNCR一般采用尿素作为还原剂。

xunhuanhui fenliqi

循环灰分离器　（separators for circulating ash）　循环流化床锅炉的关键部件之一，其主要作用是将高温灰颗粒从烟气流中分离出来送回燃烧室，实现高温物料在炉内的循环，保证燃料和脱硫剂多次循环，达到理想的燃烧效率和脱

硫效率，降低尾部受热面磨损。

循环灰分离器的种类很多，新的形式还在不断出现，但总体上可分为高温旋风分离器和惯性分离器两大类。

高温旋风循环灰分离器　广泛应用于大型循环流化床锅炉上，结构简单，分离效率高，对于30～50μm粒径的细颗粒分离效率可达99%以上。其工作原理就是利用旋转的含灰气流所产生的离心力将灰颗粒从气流中分离出来。根据壳体结构材料不同，高温旋风分离器又可分为隔热式和汽冷式两种形式。①隔热式高温旋风分离器内部设有防磨层和绝热层，厚度为300mm左右，外壳用钢板制作。根据统计，已投运和正在建造的34台容量为100MW以上的循环流化床锅炉中，共有30台采用隔热式高温旋风分离器。国内制造的多数35～220t/h循环流化床锅炉也采用了隔热式高温旋风分离器。应用实绩表明，这种分离器运行情况良好，但体积较大；因防磨及绝热层较厚，使机组起动时间较长。②汽冷式旋风分离器由美国福斯特·惠勒（FW）公司提出并申请了专利，如图1所示。分离器壳体由汽冷膜式壁构成，作为锅炉蒸汽回路的一部分。分离器内壁只敷设一层厚度约为50mm、用高密度销钉固定的耐火防磨材料衬里，可节省隔热材料和缩短起动时间。但这种分离器制造相对复杂，造价较高。近年来发展的水冷方形旋风分离器，则将圆形分离器改为方形，四面由平面水冷壁组成的分离器，简化了分离器的制造和安装工艺。

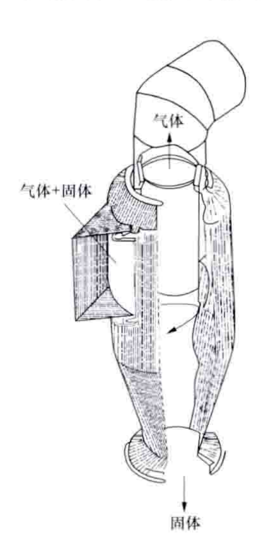


图1　汽冷式旋风分离器

惯性循环灰分离器　工作原理是借助气流急速转向，或冲击在分离元件上再急速转向，使携带颗粒由于惯性效应而改变其运行轨迹，与气流轨迹脱离。惯性分离器结构比旋风分离器结构简单，易与锅炉整体设计相匹配，可缩短起动时间，增加负荷变化速率。但这种分离器分离效率远低于旋风分离器，一般仅依赖该分离器不能满足循环流化床锅炉对物料分离的要求，还需要辅以其他分离手段。包括在该分离器后设中温（约400℃）旋风分离器或多管旋风分离器。惯性分离器主要应用于50MW等级以下的循环流化床锅炉，主要型式有百叶窗分离器、U形槽分离器和平面流分离器等。具有代表性的是瑞典斯图斯维克能源技术（Studsvik Energi Technik AB）公司提出的U形槽分离器，其结构见图2，分两级布置，炉内U形槽分离器布置在炉膛内部，分离效率75%，构成物料的内部循环。外置U形槽分离器布置在炉膛出口，其分离效率约90%，分离下来的物料由安装在U形槽底部的输送斗直接送入炉内。已有数台采用这种类型分离器的锅炉在运行。

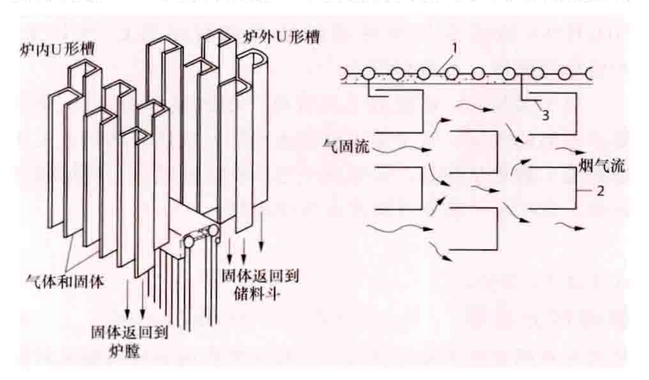
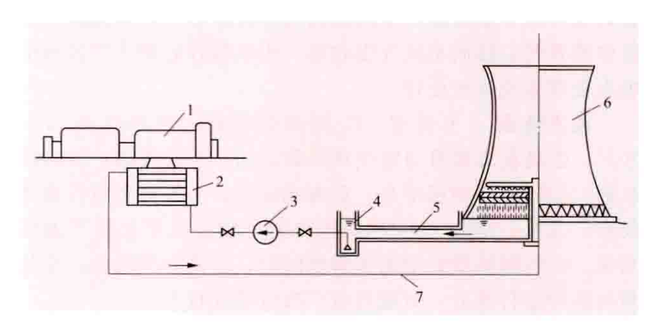


图2　U形槽分离器
1—膜式水冷壁；2—U形槽；3—密封隔板

xunhuan lengqueshui xitong

循环冷却水系统 (recirculating cooling water system)

在汽轮机的凝汽器中经热交换后的热态冷却水，经冷却设施冷却降低温度，再输入凝汽器循环使用的供水系统（见图）。循环冷却水系统为湿冷闭式冷却方式，适用于水资源不足或采用直流冷却水系统不合理的工程。循环冷却水系统由冷却设施、循环水泵、循环水管及附件等组成。



循环冷却水系统示意图
1—汽轮发电机组；2—凝汽器；3—循环水泵；4—吸水井；5—自流沟；6—冷却塔；7—压力循环水管

冷却设施　有冷却塔、喷水池或喷射冷却装置、冷却池三种型式。①冷却塔：有自然通风和机械通风两种型式，在火电厂广泛应用。②喷水池或喷射冷却装置：将温水喷射到大气中释放热量达到降温的效果。喷水池占地面积和水量损失均较大，飘滴对环境影响较严重，散热能力较差，但造价低、施工方便，早期在小型电厂中经常采用。喷射冷却装置飘浮布设在排水水面上，就地吸取表层热水喷出，将热量释放于大气，风吹损失较少、能灵活地分单元运行，需要有一定的水面及水泵动力消耗，可作为单独的冷却设施或提高水面冷却能力的辅助措施。③冷却池：利用水面自然蒸发冷却达到降温目的。一般利用天然的或略加改造的水面建成。具有昼夜或季节水温变化小的特点，但占地面积最大。

冷却设施的选型需根据发电厂总体规划，对冷却循环水的水量、水温、水质和系统运行方式的要求，结合建厂条件、设备和材料供应、场地布置和施工条件、与周围环境的关系等因素，通过技术经济比较确定。鉴于散热能力大、运行费用低、占地面积较小及布置方便等原因，大型湿冷机组通常选用自然通风冷却塔。

系统布置　根据电厂自然条件、总平面规划和环境保护要求进行冷却塔或喷水池布置。冷却塔应靠近主厂房布置，可集中布置在厂区固定端或A列柱外，尽量缩短供、排水管线或管沟长度。为不影响电厂扩建，初期的冷却塔不应布置在扩建端。冷却塔之间、冷却塔与周围建构筑物之间需留有足够的净距，以满足防火防爆、施工和检修场地要求，保持

良好的通风条件，避免热空气回流。此外，应选择在地基处理相对简单的地段，以降低投资，保证结构安全。冷却塔布置还需满足厂界噪声环境保护要求。

（1）冷却塔位置与风向的关系。冷却塔应布置在煤场、灰库等粉尘污染源的全年主导风向上风向，避开煤、灰等粉尘污染；布置在裸露电气设施的冬季主导风向下风向，避免或消除飘滴对配电装置和道路交通的影响。对于机械通风冷却塔，单侧进风的进风面应面向夏季主导风向，双侧进风的进风面应平行夏季主导风向布置。

（2）标高配置。冷却塔或喷水池的正常水位接近或高于汽机房地面时，循环水泵可布置在汽机房或毗邻的泵房内，冷却水从冷却设施通过自流沟或管道引至汽机房附近的吸水井，流经凝汽器后的热水利用压力管道送至冷却设施。当冷却设施正常水位低于汽机房地面，或布置在汽机房附近有困难时，循环水泵可装设在冷却设施附近的泵房内，从泵房至凝汽器再至冷却设施的连接均为压力管道，仅冷却设施至泵房很短一段为自流沟渠。

对于带冷却池供水系统的布置，可以把冷却池视为水源，在布置方面与直流冷却水系统相似。

冷却水的补给和排污　在冷却设施运行过程中，冷却水有蒸发、风吹、排污和渗漏等损失，必须补充新的水量。补给水量与冷却设施的型式、补给水水质及其处理方式有关，约占冷却水总量的2%～3%。为减少损失，电厂常采取各种节水措施，如在冷却塔装设除水器、采用较高的设计浓缩倍率、部分循环水采用旁流处理等。补给水取自地表水、地下水或城市中水、矿井疏干水等水源（见冷却水系统）。根据水源情况选择取水设施型式（见取水设施）。取水或中继升压的补给水泵台数不宜少于3台，其中1台备用。补给水管的根数应根据电厂的规划容量和水源情况确定，一般采用2条总管，并根据工程具体情况分期建设。当采用地表水悬浮物较多时，需设置净化站，对水进行净化处理，必要时在沙峰期设置调蓄清水池。

冷却水在循环过程中的蒸发、浓缩会使含盐量增加，又吸收了大气中的污染物，使循环冷却水系统产生结垢、腐蚀而降低冷却效果。为此冷却水需要排污，以维持合理的含盐浓度，并进行防止结垢、腐蚀和生物污染处理（见冷却水处理）。通常在发电厂中主要采用循环水内部加药、补给水软化处理和旁流处理等处理方法。

xunhuan liuhuachuang guolu

循环流化床锅炉

（circulating fluidized bed boiler，CFBB）　采用循环流化床燃烧方式的锅炉（蒸汽发生器），按规定参数、品质生产蒸汽，用于火力发电、供热或其他用途，简称循环床锅炉，其典型系统流程如图1所示。

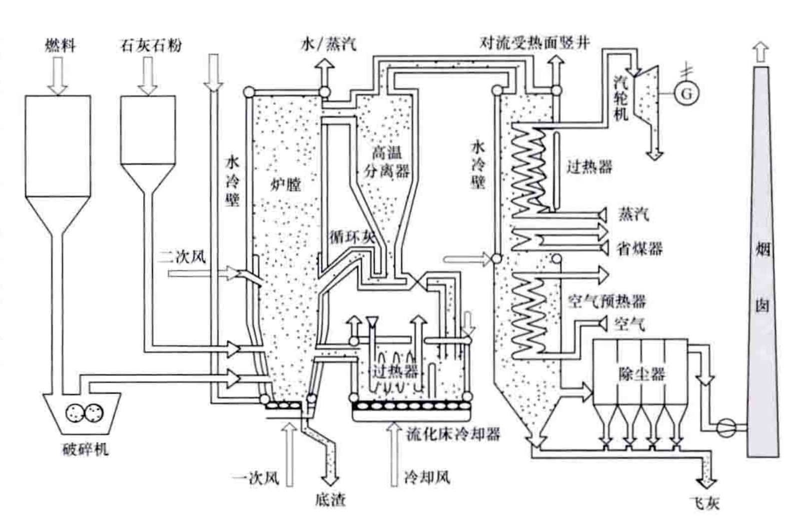


图1　循环流化床锅炉系统流程图（鲁奇型）

循环流化床锅炉热效率与常规煤粉锅炉相当，同时由于采用低温分级燃烧和向炉膛内给入石灰石，可在燃烧过程中方便地脱除含硫燃料产生的SO_2，并抑制NO_x生成量，使其具有高效低污染、燃料适应性广等突出特点。

基本设备　循环流化床锅炉包括本体设备和辅助系统两部分。

本体　循环流化床锅炉本体由炉膛及布风装置、循环灰分离器、回料器、尾部烟道及可以加置的外置换热器组成。其中炉膛由膜式水冷壁构成，底部为布风板。炉膛下部锥段用耐火耐磨材料覆盖，并依燃烧工艺要求可设二次风口、循环灰回灰口、给煤口、石灰石喷口、排渣口及床上起动燃烧器等孔口。上部直段炉膛四周为水冷壁受热面。炉膛出口与循环灰分离器入口相连，分离器出口则与布置过热器、再热器、省煤器和空气预热器等对流受热面的尾部烟道连接。为平衡炉膛换热量，可在炉膛内或热循环回路中另布置部分受热面。炉膛下部外设冷渣器及底渣输送系统。对于难燃煤种，为提高燃烧效率，有时采用飞灰再循环技术，将尾部除尘器收集的飞灰气力回送至炉膛底部复燃。炉膛出口处、分离器及回料系统内壁面也大都覆盖耐火防磨材料。锅炉本体多采用钢架悬吊和支承相结合的方式固定。

除因燃烧工艺要求，在部分受热面的布置上有所差异外，循环流化床锅炉汽水系统的工作原理及功能与常规煤粉炉相同。由于循环床锅炉自身蓄热量大，采用锅筒锅炉更为安全和经济。

辅助系统　辅助系统的性能直接影响循环流化床锅炉的可靠性和经济性。主要辅助系统包括：①风烟系统：锅炉采用平衡通风方式，特点是风机压头要求较高，一、二次风机的压头分别达18kPa和12kPa左右。②煤制备系统：比常规制粉系统简单，一般需采用两级锤击式破碎机和防沾堵能力强的筛子（如圆盘筛）。③石灰石制备系统：两级制备，第一级多为锤击式破碎机，第二级可用低速棒式磨或钢球磨。④灰渣处理系统：从各灰斗收集的飞灰可用浓相气力输送方式送至飞灰仓；底渣经冷渣器冷却后送至底渣仓。⑤燃油点火起动系统：常采用床下风道燃烧器和床上起动燃烧器联合加热的方式，加热床料至煤的着火温度，设计燃油热功率相当于锅炉额定热功率的30%左右。⑥热控系统：比煤粉炉热控系统多了床温、床压、SO_2排放等回路控制系统。

技术流派　世界上循环流化床锅炉的主要炉型为德国鲁奇型、芬兰Pyroflow型、美国FW型、德国Circofluid型和内循环型，见图2。

鲁奇型　炉膛布置膜式水冷壁受热面，采用工作温度与

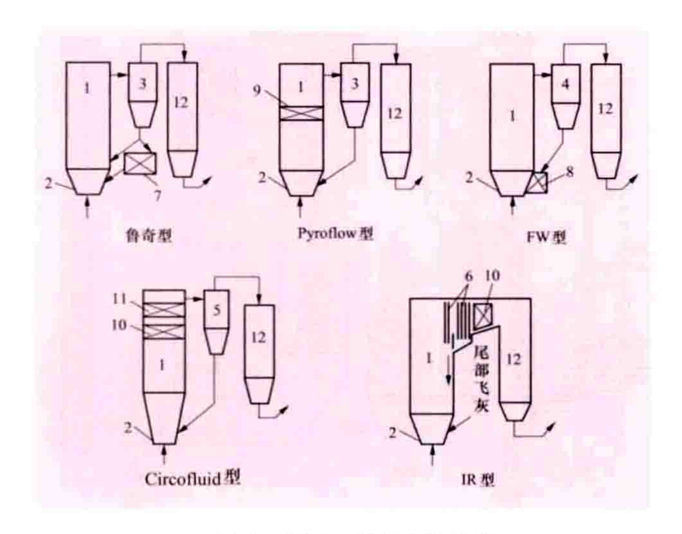


图2 循环床锅炉主要炉型

1—炉膛；2—布风装置；3—绝热式高温旋风分离器；4—汽冷式高温旋风分离器；5—中温旋风分离器；6—内分离元件（U型或百叶窗）；7—外置床换热器；8—INTREX换热器；9—管屏过热器；10—过热器；11—高温省煤器；12—尾部烟道

炉膛燃烧温度（约870℃）相近的高温型旋风分离器，循环灰回路上布置外置换热器（EHE），关键部件为控制EHE进灰量的锥型阀。该型循环流化床锅炉的最大容量等级为340MW，由法国阿尔斯通公司设计制造。

Pyroflow型 采用绝热高温型旋风分离器，膜式壁炉膛内布置抗磨的O管屏或翼墙式受热面。回灰系统采用分叉式自平衡U型回料阀，最大容量等级为235MW，由美国FW公司及其分包商制造。

FW型 采用汽冷高温型旋风分离器，整体式INTREX换热器，单炉的最大容量等级为460MW，由美国FW公司设计制造。

Circofluid型 炉膛运行气速相对较低，半塔式布置，炉膛上部布置过热器和高温省煤器受热面，炉膛出口温度约为450℃，因而采用体积较小、耐温及防磨要求较低的中温型旋风分离器。该炉型单炉的最大容量等级为80MW，由德国Babcock公司生产。

IR（内循环）型 在炉膛出口处布置一级U型分离元件，分离下来的细灰沿炉膛后墙向下流动，形成内循环。该型式的循环流化床锅炉结构简单，外形与常规煤粉炉相似，比较适合于现有煤粉炉改造。单炉最大容量等级为50MW，由美国B&W公司制造。通常该炉型的一级分离效率低，需要将尾部二级分离收集的飞灰回送入炉膛。

主要技术性能 依燃用煤种不同，循环流化床锅炉燃烧效率约为97%～99%，锅炉热效率约为90%～93%，蒸汽参数已达超临界；投石灰石Ca/S摩尔比为2.2时的脱硫效率大于或等于90%；排烟中NO_x含量小于或等于200mg/m^3（标准状态干烟气，O_2=6%）。循环流化床锅炉具有优良的低负荷（30%BMCR）运行能力，适合电网负荷调峰。

发展状况 自1979年热功率为15MW的首台商业化循环流化床锅炉在芬兰皮赫拉瓦（Pihlava）电厂投运以来，循环流化床锅炉得到较快发展。1996年4月，中国首座循环流化床锅炉示范电厂——四川省内江循环流化床锅炉示范电厂工程（100MW）并网发电。2003年，中国首台135MW超高压再热型循环流化床锅炉机组在河南新乡火电厂投运。世界上已有约50台发电功率约为300MW的循环流化床锅炉投入商业运行。2009年，世界上容量最大的波兰瓦基莎发电厂460MW超临界压力循环流化床锅炉（FW型）投入运行。中国发电功率大于或等于300MW的循环床锅炉已有40多台，其中容量最大的为四川白马循环流化床示范电站投入运行的中国自主研发的600MW超临界循环流化床锅炉机组，于2013年4月投产。

xunhuan liuhuachuang guolu chudihui xitong

循环流化床锅炉除底灰系统 （bottom ash handling system for CFB boiler） 冷却、收集并输送循环流化床锅炉底部灰渣的工艺设施。

循环流化床锅炉的燃烧温度较低，仅为850～950℃左右，煤灰在燃烧过程中不熔化，也不形成渣，只生成底灰，从料床上沿的溢渣口或从炉膛底部的出渣口排出。由于掺烧了作为脱硫剂的石灰石，增加了入炉的不可燃烧物质和脱硫反应后的附属产物，灰渣量有所增大，约比煤粉炉高出50%～100%。灰渣主要由煤灰、硫酸盐（$CaSO_4$）、剩余石灰石、未燃尽碳及其他杂质组成。对于不同的炉型，底灰可占总灰量的20%～50%，最大为70%。锅炉的入炉煤粒径可达8mm左右，使底灰粒径较粗，最大为8～10mm。其外形呈砂块状或粒状，密度较大，会对除底灰设备造成较严重的磨损。

从循环流化床锅炉出渣口排出底灰的温度达850℃左右，需采用冷渣器将底灰冷却至150～200℃，才能排入下级输送设备。冷渣器的型式有多室选择性冷渣器、风水联合式冷渣器、水冷螺旋冷渣器和滚筒冷渣器等。其中滚筒冷渣器较适应国内煤源供应的情况，且出力大。

从冷渣器排出的底灰一般采用机械输送方式输送，常用的机械输送设备有埋刮板输送机、链斗输送机、垂直斗式提升机、自卸汽车等。相对于除灰系统，除底灰系统的机械输送设备要求耐温350℃。底灰量少时也可采用正压或负压气力输送方式。但因其系统庞大、投资高、能耗大、设备管道磨损严重、对物料粒径适应性差等原因，近年来随着机组容量增大，在循环流化床锅炉中已很少使用气力输送方式。

底灰输送集中到底灰存储仓库后，通常采用湿式卸料装置卸出装入自卸汽车运输到灰场，或以干态卸出供综合利用。

xunhuan liuhuachuang guolu moniliang kongzhi xitong

循环流化床锅炉模拟量控制系统 （circulating fluidized bed boiler modulation control system） 使循环流化床锅炉适应负荷需要，同时维持锅炉安全经济运行的控制系统。具体任务是使锅炉的蒸发量与汽轮机负荷要求相适应；保持过热蒸汽温度、压力和再热蒸汽温度在一定范围之内；保证循环流化床锅炉运行的经济性和安全性。由于燃烧方式不同，循环流化床锅炉模拟量控制有别于常规煤粉炉的模拟量控制。循环流化床锅炉典型的控制系统有：床温控制系统、床压控制系统、燃烧控制系统、一/二次风控制系统、高压流化风控制系统、炉内脱硫控制系统等。

床温控制系统 对常压循环流化床锅炉的床温进行控制的模拟量控制系统。根据循环流化床锅炉的特点，分为带外置换热器的床温控制系统和不带外置换热器的床温控制系统。

循环流化床锅炉的最佳运行床温为850～920℃。在该温度范围内，大多数煤都不易结焦，石灰石脱硫剂具有最佳脱硫效果，并且NO_x生成量也很少。

影响循环流化床床温的因素很多，如回灰返料量、给煤量、石灰石供给量、排渣量、一次风量、二次风量、返料流化风量等。但其中大部分因素都与锅炉的其他参数有强烈的耦合关系，如给煤量与负荷相关、石灰石量与烟气SO_2含量相关、排渣量与床压相关、一次风量与床料流化和燃烧相关、二次风量与燃烧相关，而回灰返料量和返料风量都是在设计工况下保证锅炉安全运行的参数。

带外置换热器的床温控制系统 将部分热的回灰返料引入外置换热器，与换热器进行热交换，形成低温回灰。低温回灰进入炉床即可对床温造成影响。所以，调节进入外置换热器的回灰返料量就可以调节床温。国内普遍采用一套机械装置锥形阀（简称灰控阀）来控制进入外置床的热灰量，通过连续调节灰控阀可以将床温有效控制在某一区域。典型控制原理图如图1所示。

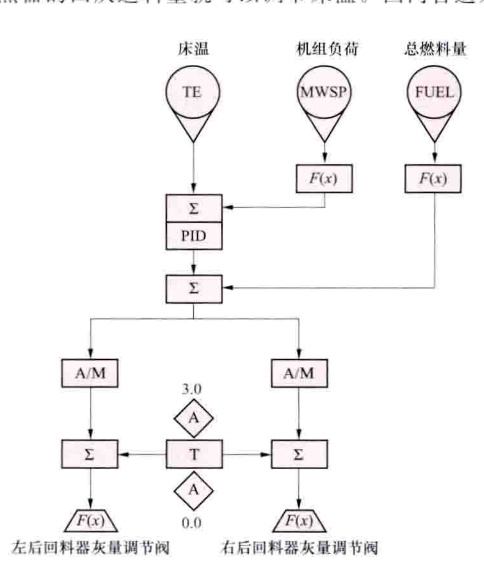


图1 使用灰控阀的床温控制原理图

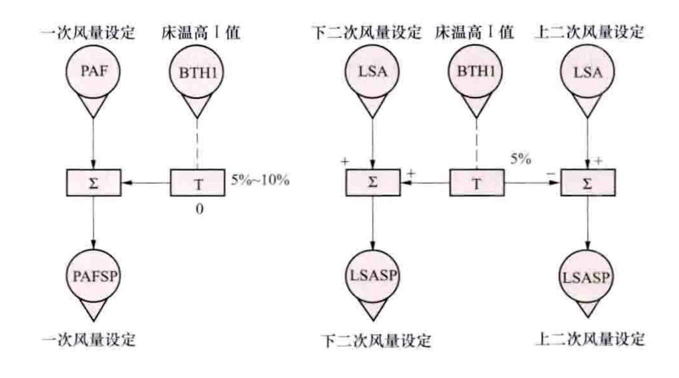
不带外置换热器的床温控制系统 循环流化床锅炉的床温控制目标值是850～920℃，是一个比较大的区间；同时，一次风量、二次风量及给煤量的改变对床温的影响是非常明显的。因此，当没有一个直接的调节量去控制床温时，选择用一次风量、二次风量及给煤量去影响床温。该调节方式会影响一次风量、二次风量及给煤量原有调节目标。

当床温出现偏差时，通过床温控制器输出指令，增加一次风量，改变上下二次风门的风量配比并减少给煤量。典型控制原理图如图2所示。

当床温出现高于某设定值时，将一次风量控制、二次风量控制、给煤机控制切手动，由运行人员综合考虑当前工况进行手动干预。

床压控制系统 循环流化床的床压是指炉膛总差压，取自风室和炉膛顶部压力之差，差压变送器一般冗余设置。床压是循环流化床锅炉必须监视的重要参数，是监视床层流化质量、料层厚度的重要指标。

床压控制是通过排放锅炉底渣来实现的。国内大容量循



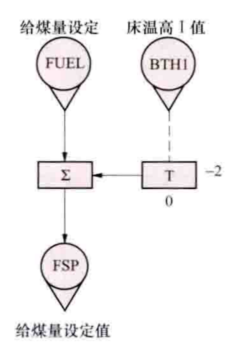


图2 通过一次风、二次风及给煤量控制床温原理图

环流化床锅炉基本采用多台滚筒冷渣器或风水联合循环冷渣器来排放底渣。床压闭环控制设计为单回路、多执行机构方式。滚筒冷渣器控制逻辑如图3所示。

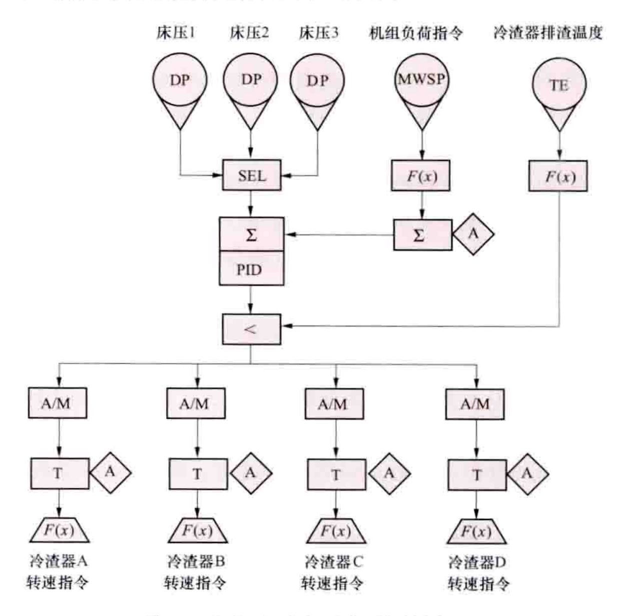


图3 滚筒冷渣器床压控制原理图

床压测量值由炉膛差压3选中；床压设定值由机组负荷函数加手动偏置设定产生。控制器输出与冷渣器排渣温度的函数小选后作为冷渣器的转速指令。冷渣器控制自动状态下，当炉膛差压高Ⅱ值时，将冷渣器转速强制到一个预先设定的最大转速。

燃烧控制系统 控制进入常压循环流化床锅炉炉膛的燃料量，使常压循环流化床锅炉适应负荷需要的模拟量控制系统，也称为燃料量控制系统。

循环流化床锅炉的燃料系统包括油系统和煤系统。

油系统由风道燃烧器和床上燃烧器（也称起动燃烧器）组成。风道燃烧器布置在一次风道内，在锅炉起动初期用来加热一次风，进而加热床料，锅炉起动后退出运行。床上燃烧器布置在布风板上，在锅炉起动初期辅助加热床料，加快锅炉起动速度，锅炉起动后可根据运行情况投入以稳定燃烧。

煤系统主要是燃煤的一个输送过程，从煤仓将小于8mm的煤颗粒通过称重式给煤机、刮板式给煤机、螺旋给煤机组成的多级给煤线输送到多个给煤点均匀布煤。不同炉型煤的输送和给煤点设计是不同的。例如300MW等级的循环流化床锅炉，ALSTOM型锅炉采用左右侧对称给煤，共4条多级给煤线12个给煤口；FW型锅炉采用前墙给煤，并排共10条单级给煤线10个给煤口。

在燃料控制系统中，通过调节入炉给煤量来控制主蒸汽压力，以满足机组的运行要求。

根据锅炉主控输出计算的燃料量指令，经当前入炉总风量所允许的最大燃料量交叉限制后，作为燃料控制系统调节器的设定值，原始总给煤量经过BTU校正后作为燃料控制系统调节器的被调量，其差值经比例积分运算去控制各台给煤机的转速。

对于每一条给煤线，燃料主控指令经过函数作用于称重式给煤机、刮板式给煤机、螺旋给煤机。这些函数协调了整个给煤线的运转。当锅炉发生主燃料跳闸（MFT）时，各给煤机转速将降到零转速。

一次风、二次风控制系统 循环流化床锅炉一次风主要用来流化床料。从两台一次风机出来的一次风汇合后进入空气预热器，经空气预热器加热后再流经风道燃烧器，进入锅炉底部的一次风室。风道燃烧器的作用是在锅炉起动过程中进一步提高一次风温，以加热床料，提高床温。

调节一次风机转速，维持空气预热器出口一次风压力，压力设定值根据负荷给出；调节进入风道燃烧器的一次风门开度来调节一次风流量。锅炉主控指令的函数经过与总燃料量大选，与一次风量最小值大选（确保锅炉运行的最小一次风量），形成一次风量的设定值。

一次风量在全负荷过程中变化范围不大，因此锅炉总风量由控制二次风量来实现。循环流化床锅炉的二次风入口布置在布风板上，大多数锅炉分两层布置。二次风的作用主要是补充炉内燃烧的氧气和加强物料的掺混，还可适当调整炉内温度场的分布，对防止局部温度过高、降低NO_x排放量有一定作用。

调节二次风机转速，维持空气预热器出口二次风压力，压力设定值根据负荷给出。

锅炉主控指令经函数转换为总风量指令。氧量控制的输出作为总风量指令的校正信号。总风量指令与总燃料量的函数输出取大值作为总风量控制系统的给定值，以保证负荷增加时先加风后加燃料、负荷减小时先减燃料后减风的要求，从而保证一定的过量空气系数。总一次风量、总二次风量、总流化风量之和作为总风量信号。为提高锅炉总风量的响应速度，总风量指令经函数转换作为总风量调节器的前馈信号。

高压流化风控制系统 对常压循环流化床锅炉的流化风母管压力进行控制的模拟量控制系统，也称为流化风压控制系统。

一般多台配置的高压流化风机是为外置床、返料器、底灰冷却器及其他设备提供流化风的。

运行的流化风机通过调节风机入口挡板来调节流化风母管的压力，设计为单回路、多执行机构方式，设定值由锅炉负荷指令函数给出。

高压流化风的用户很多，基本通过风门控制各用户所需高压流化风的流量。

炉内脱硫控制系统 流化床锅炉的脱硫过程本质上是一系列的气固反应。煤中的硫分在炉膛内反应生成SO_2及其他硫化物，同时在炉膛内加入一定粒度分布的石灰石，这些石灰石被迅速加热，发生煅烧反应，产生多孔疏松的CaO。SO_2扩散到CaO的表面和内孔，在有氧气参与的情况下，CaO吸收SO_2并生成$CaSO_4$，生成的$CaSO_4$逐渐堵塞孔隙，并不断地覆盖新生成的CaO表面，当所有的新生成表面都被覆盖后反应结束。$CaSO_4$随锅炉排灰渣系统排出炉膛，从而达到炉内脱硫的目的。

炉内脱硫控制是通过调节进入锅炉的石灰石量来控制烟气中的SO_2含量，为克服控制对象的迟延时间过长，采用串级控制回路。主回路满足了SO_2排放量的要求，副回路通过调节设定的煤/石灰石比值来提高系统的快速响应性。典型控制原理图如图4所示。

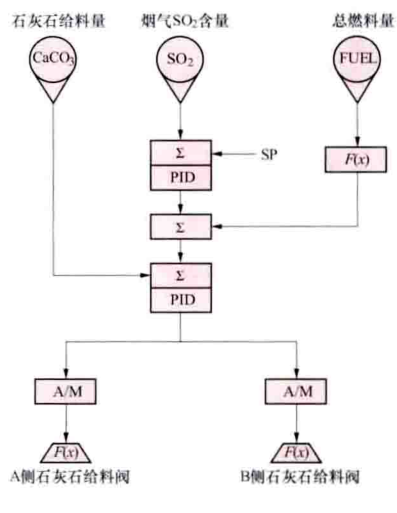


图4 炉内脱硫控制原理图

xunhuan liuhuachuang guolu yunxing

循环流化床锅炉运行 (circulating fluidized bed boiler operation)

循环流化床锅炉与常规煤粉锅炉在运行上的主要不同之处在于燃烧系统的运行，其汽水系统的运行操作与煤粉炉的要求基本相同。

运行准备 从结构和燃烧空气动力特点出发，循环流化床锅炉投入运行前应满足下列条件：①需进行系统的冷态试验，查明锅炉本体设备和各辅助设备的实际状况是否能满足热态运行要求。②在新投运锅炉首次点火投煤前或每次对耐火层进行较大范围修补后，都必须按照耐火材料供货商提供的养护工艺曲线进行严格的加热养护，以保证耐火防磨材料达到正常的设计使用寿命。

冷态点火起动 以流态区分，主要有鼓泡流化点火和循环流化点火；以加热方式区分，则有床（面）上加热、床下加热和床下、床上联合加热的点火方式。

早期小容量循环流化床锅炉采用鼓泡流化、床上加热的方式从冷态点火起动，由布置在流化床面以上的油燃烧器火焰加热床料。在低速流化点火过程中，从分离器分离下来的细小颗粒不断地蓄积在循环灰回路中。当燃煤正常着火、下部床温不断升高而需要调节时，开启回料阀，向炉内投循环

灰，随负荷相应提高流化运行风速，逐步从鼓泡床方式过渡到循环床方式运行。大容量循环流化床锅炉多采用循环流化，床上加热、床下加热或联合加热的方式点火，一般仍由手动操作起动。起动前的检查、锅炉上水等操作基本和常规煤粉锅炉相同。

循环流化床锅炉可采用变压或定压方式起动，锅炉参数变化速率因炉型不同而异，除受金属承压部件材料的限制外，还应考虑对炉内耐火材料的保护，对于高温型高压循环流化床锅炉，应控制床温升温速率低于1.4℃/min，汽温升温速率低于2℃/min，汽压升压速率为0.05～0.1MPa/min。这样，从冷态点火至全燃煤带满负荷约需要10h。

正常运行及调整 锅炉正常运行时，因负荷变动等原因，一般允许床温短期内在750～950℃之间波动。改变锅炉负荷的基本操作包括变动给煤量和相应的风量及配比调整。不管是手动还是自动，都要确保风量随煤流量之变动而变化，并保证炉膛出口过量氧量保持在3%以上。正常运行中，应注意工况参数调整，使排烟中SO_2、NO_x和CO的浓度符合排放要求。除汽水系统参数正常之外，床料的流化、高温回路中灰的循环、床压及布风板阻力、给煤和石灰石系统、除渣和除灰等辅助系统正常与否，均直接影响锅炉的安全经济运行。

床温　主要与负荷、运行气速、风量配比、回灰量、入炉煤和石灰石粒径分布等运行因素有关。为提高燃烧效率，强化传热，减少CO和N_2O排放量，应以较高的炉膛温度运行；而从脱硫、降低NO_x和防止炉膛结渣考虑，床温又不能过高。床温的上限应比燃煤灰分的初始变形温度低100～150℃，以避免灰渣局部烧结。

一、二次风及配比　循环流化床锅炉运行的主要调节手段之一。合适的风量配比是获得锅炉稳定运行和最佳燃烧、脱硫、抑氮工况的基础条件。风量配比与煤种、炉型及布置有关，一般一次风量约占60%。

床压　气固（流态化）流体在单位床底（布风板）面积上的压力。床压沿床高的变化梯度（床压梯度，Pa/m）可近似表征炉内的固体物料浓度。循环流化床锅炉的床压与床料层厚度和炉膛高度有关，一般为8～10kPa。

SO_2、NO_x和CO排放　运行操作中，应特别注意减少排烟中各种有害气体的排放量。其值应不超过供货合同中的保证值。当燃煤含硫量变化时，及时调整入炉石灰石量，并使床温、床压、氧量和风量配比等运行参数在合理的范围内，以保证锅炉以清洁高效的方式运行。

停炉 正常停炉时，依次减少煤、风输入，锅炉负荷先减少到50%，维持正常床温，并将床温和氧量调节器切换手动，以每分钟10%或更低的速度减少给煤量，逐步降低负荷。当床温降至一定温度时，投起动燃烧器，以使锅炉降温速率不致过快。而床温到350℃，停止起动燃烧器。高压循环流化床锅炉在滑参数停炉过程中，当汽压在5MPa以上时，蒸汽过热度应大于90℃；当汽压低于5MPa时，过热度应大于70℃。同时，炉膛温降速率不得高于70℃/h，否则容易对耐火材料造成损伤。

热备用及热起动 锅炉可以短期停运并保持热备用状态。在热备用停炉时，锅炉应降低到最小负荷再停止给煤，让床中的燃料基本燃尽。当烟气中的过量氧量达到正常满负荷时的两倍时（如$O_2=7\%$），向炉膛的送风应停止，以减少床的散热。该氧量的增加表明床中的大部分煤已燃尽，可以停止床的流化操作而不至于出现床内结渣。停运风机后，所有风机的进口导向叶片调节阀都应关闭，以减少残余燃烧和热量损失。炉膛中应无任何明火存在。

在热态再起动时，如床温低于600℃，应首先通风吹扫锅炉，吹扫过程应快，以减少热量损失。接着投入风道燃烧器和起动燃烧器，以加热床体，并监视床温。当燃油加热床温升高至600℃以上后，正常的投煤引燃过程就可以随之进行。

xunhuan liuhuachuang ranshao

循环流化床燃烧 (circulating fluidized bed combustion, CFBC)　利用气固两相流化床工艺，在较高的流速条件下实现湍流流化床状态并将大部分逸出的细粒料形成循环重返床内的一种燃用固体燃料的燃烧方式。它是在改善鼓泡流化床燃烧性能的基础上发展而来的。

基本工艺　将破碎后的固体燃料和石灰石给入静止料层高度为1m左右的流化床燃烧炉膛内。固体燃料的最大粒径随燃料种类而异，对于一般无烟煤和烟煤多选用6～10mm；石灰石（脱硫剂）则宜小于1mm。炉膛满负荷运行空床气速一般选用4～6m/s；炉膛温度控制在800～900℃，以满足脱硫的需要。一次风约占总风量的60%，作为流化风经布风板供入；其余作为二次风从适当标高分层供入，以达到分级燃烧、提高细组分煤粒的燃尽度及均匀控制炉温的目的。正常运行时，床层密度和床料粒度从炉底（布风板）至炉顶逐渐减小。炉底层的密相区一般呈湍流床状态（低负荷时甚至进入鼓泡床），而上部炉膛则逐渐转变为较细粒子群组成的快速流化床状态。平均粒径约为0.1mm的细颗粒（最大粒径小于0.5mm）被烟气连续携带出炉膛，进入分离器。在分离器中绝大多数颗粒被分离下来，作为循环灰经回料系统运送到炉膛底部，形成循环流化床燃烧（见*循环流化床锅炉*）。炉内蓄热量很大的床料为入炉煤（床料含燃料量仅在1%左右）的迅速加热着火、燃烧提供了一个稳定的热源。炉内燃烧过程同时受控于反应气体扩散和化学动力学条件，主要影响因素为氧气向煤颗粒燃烧表面的扩散速度和床层温度。循环流化床燃烧方式产生的飞灰量约占总灰量的50%～60%，其余则为较粗颗粒的炉底渣。

技术特点　由于采用较高的运行气速，炉内流化状态呈湍流床（底部）至快速床（上部炉膛），气/固之间滑移速度增大、湍动混合加剧，并且由于高温灰的循环倍率（循环灰流量/给煤量）达到20～40倍，使全炉膛尤其是上部稀相区的床层密度较之鼓泡床有显著增加，因此循环床燃烧具有下述优点：①床内物料横向传递相对迅速，给煤点可相对减少；②炉膛上下床温均匀，燃烧反应强化，细粒燃料因循环而在炉内停留时间增加，故可获得较高的飞灰燃尽率；③循环灰将炉底密相区燃料燃烧产生的热量带到炉膛上部，炉膛上部水冷壁及悬吊受热面传热系数及温压增加，因而吸热效果增大，炉膛底部密相区可不设或少设埋管受热面，免除或很大程度上减少了埋管磨损问题；④在同样条件下（Ca/S≈2），可获得较高的脱硫效率（≥90%）。此外，循环床燃烧仍具有鼓泡流化床燃烧的其他技术特点。

循环流化床燃烧克服了鼓泡流化床燃烧的不足之处，但在燃烧系统的构成上增加了体积较庞大的高温循环灰分离器及回灰控制系统，且仍然存在 N_2O 的排放浓度较高问题。（见流化床燃烧技术）

xunhuan shuibeng

循环水泵

循环水泵 （circulating water pump） 为凝汽器提供循环冷却用水的水泵。这种水泵的特点是水量大，扬程低，是火力发电厂中重要的而且耗电较多的辅机，要求具有较高的可靠性和经济性。

类型 循环水泵的型式按液流流向分，有离心式、斜（混）流式和轴流式三种，其叶轮形状如图1所示；按泵轴的布置方式分，有立式和卧式两种：卧式的安装、维修比较方便，但占地面积较大；立式布置占地较少，但安装维修困难。

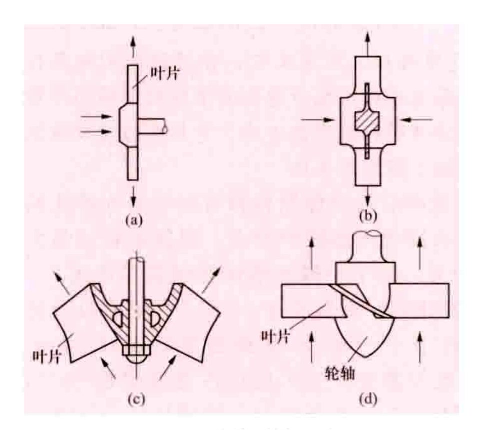


图1 叶轮形状示意图

(a) 单吸离心式；(b) 双吸离心式；(c) 立式斜流式；(d) 立式轴流式

卧式离心泵 见图2。一般为双面进水单级叶轮。双面进水的叶轮保证了泵的出水量大，能自动平衡轴向推力，也提高了抗汽蚀性能。水泵壳由泵体1和泵盖2组成，铸造成型，沿泵轴线水平面分开，便于泵的检查和维修。密封环3由铸铁或铜制成，更换方便。轴7在油环14带油润滑的轴承中转动。如泵的位置高于取水水位，则处于备用状态和起动前的泵，需使用抽真空装置将泵壳内抽成真空，以保证泵内充满水。

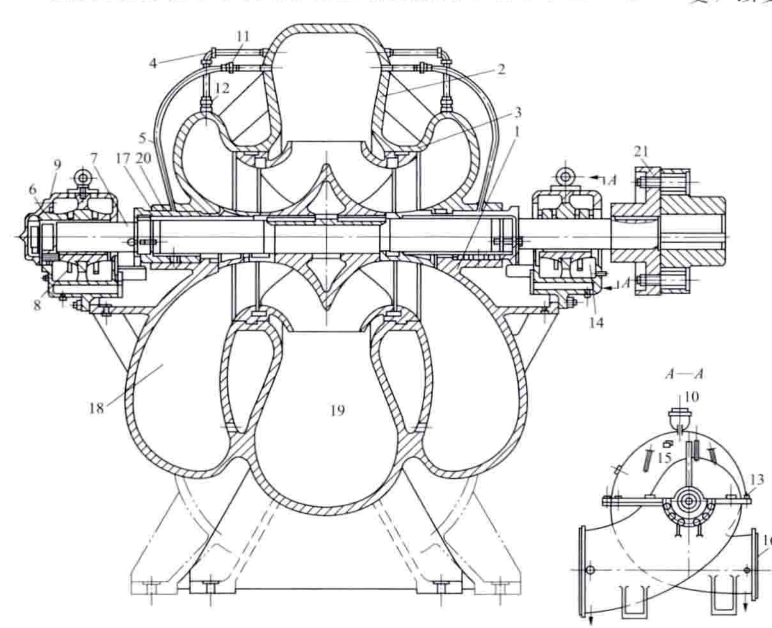


图2 卧式循环水泵

1—泵体；2—泵盖；3—密封；4—放气管；5—水封管；6—滚珠轴承；7—泵轴；8—轴承；9—轴承盖；10—抽气口；11—接头；12—连通管接头；13—定位销；14—油环；15—转向牌；16—四方螺塞；17—轴套；18—压水室；19—吸水室；20—填料盒；21—联轴器

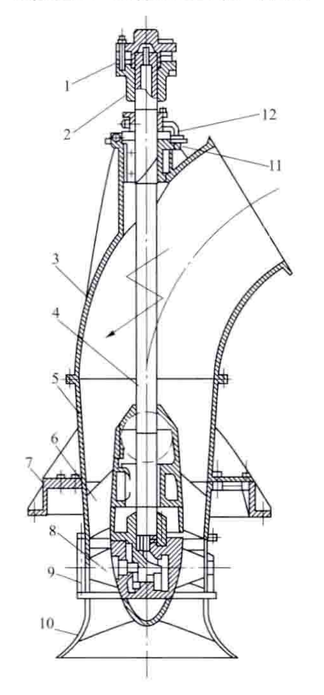


图3 立式轴流循环水泵

1—叶片角度调节机构；2—联轴器部件；3—出水弯管；4—泵轴；5—泵座；6—导叶体；7—底座；8—叶轮；9—叶轮外壳；10—进水喇叭口；11—橡胶轴承；12—填料盒

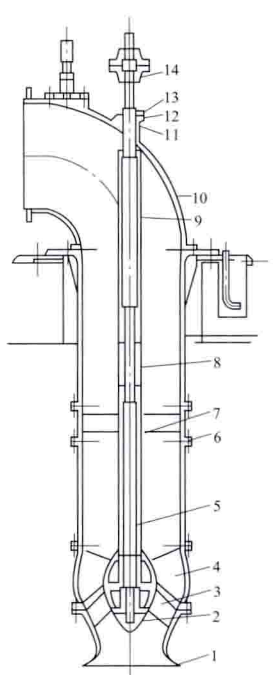


图4 立式斜流式循环水泵

1—喇叭管；2—导流冠；3—叶轮；4—导叶；5—下部轴；6—支架；7—轴承；8—联轴器；9—上部轴；10—出口弯管；11—填料盒；12—填料；13—压盖；14—联轴器

立式轴流泵 见图3。主要部件有叶轮、导叶、轴承等。叶轮上一般装有5～6个叶片。叶片的安装角度可以改变，以变更泵的流量及扬程，扩大泵的使用范围。泵轴是空心的，调节叶片安装角的机构从空心轴中引出。泵轴由联轴器与置于其上的电动机转子牢固连接。电动机由支架支持，固定在基础上。转子的重量和轴向推力由电动机轴端的推力轴承承担。水泵外壳的重量由基础承受。泵轴借助上下两只橡胶轴承保持中心。

立式斜流泵 见图4。结构与立式轴流泵相同，只是泵的叶轮为斜流式。

特点 在一般情况下，按扬程比较，离心泵最高，轴流泵最低，斜流泵介于中间；按流量比较，轴流泵、斜流泵大于离心泵；从结构和起动方面比较，离心泵最为简单，但起动时需抽真空，立式轴流泵和斜流泵较为复杂，但因泵轮浸在水中，起动方便；按流量调节性能，离心泵较差，轴流泵和斜流泵较好。

容量和台数 循环水泵的容量和台数依据循环水泵的供水方式来确定，单元制供水系统一般配置2台循环水泵，供水量应该满足机组的最大用水量，包括其他循环水用户；采用集中水泵房的供水系统，至少配置4台循环水泵，同样循环水泵的总出力也应该满足冷却水的最大用水量。循环

水泵的扬程一般不超过20～25m；开式供水系统的扬程比闭式系统低，如果在设计时充分利用虹吸一般只需10～20m，闭式供水系统的中、小机组多采用离心泵，容量较大的机组则采用立式轴流泵或斜流泵。大容量机组的循环水泵普遍采用叶片可调或叶片不可调的立式斜流泵。

调节方式 循环水泵之前多为定速泵，运行方式为一机一泵、一机两泵、两机三泵等。当前不少循环水泵改为双速电机驱动，以提高调节能力。

xunhuan shuibeng yunxing

循环水泵运行 (operation of circulating water pump)

循环水泵的主要任务是将冷却水不断地送入凝汽器作为凝汽器的冷源，同时向其他冷却设备提供冷却水。循环水系统按照供水方式可以分为集中供水系统和单元供水系统。

集中供水系统 循环水泵并联安装在中央水泵房内，通过供水母管将冷却水分配到各机组的凝汽器。这种供水方式可靠性较好，一般都有足够的备用容量。水量的调节可以通过改变运行泵组的台数，或者变更不同型式泵组组合来达到。也较容易调整泵在最佳工况点附近运行。要求各台机组凝汽器的水阻大致相同，相差过大会使冷却水量分配不均，水阻大的凝汽器可能得不到足够的冷却水量而使真空恶化。并列运行泵的特性也要相近，在运行中总流量变化时要监督各泵的流量变化情况，使各泵承担的负荷分配合理。

单元供水系统 循环水泵直接与需要冷却水的汽轮机组成单元。一般多采用两台循环水泵并联供一台机组的供水方式，每台泵的容量一般为最大耗水量的一半。在低负荷或冬季可停用一台循环水泵以调节水量，但一台泵运行时水量将比两台泵总水量的一半大得多，运行点偏离最佳工况点较远。这是因为外部管道阻力下降，使运行泵供水量显著增加。

循环水泵的运行监视 循环水流量对循环水泵的经济运行有较大影响，其大小应根据凝汽器的最有利真空确定。一般来说，增加水量可以提高凝汽器真空，使机组的经济性提高，在主机蒸汽流量和运行参数不变的工况下可多发功率。如果多发的功率抵消增加水量多消耗的功率还有余量，则这个余量是净的效益。逐步增加水量，可得到多发的功率与增加的消耗之差达到最大值的工况，这时循环水泵的供水量是最合适的。这个水量与负荷和水温有关。

在实际运行中要经常清除拦污栅及滤网上的杂物，并注意吸水井水位正常。定期起动凝汽器水室顶部的抽气设备抽去这里积聚的空气，以保证循环水泵能正常利用虹吸效果和水流畅通，降低水泵的电耗。

xunhuanshui buchongshui chuli xitong sheji

循环水补充水处理系统设计 (design of circulating make-up water treatment system)

对循环水补充水处理的系统选择、设备选择、布置方式、土建和安装设计的总称。循环水补充水处理方法主要有石灰处理法、离子交换法（多采用弱酸阳离子交换法）和反渗透脱盐法。

石灰处理法 利用氢氧化钙（消石灰）同水中的二氧化碳、重碳酸钙、重碳酸镁进行化学反应产生碳酸钙和氢氧化镁沉淀而达到去除水中硬度和碱度的目的。石灰处理法有两大类：一为消石灰处理系统，另一为石灰排渣重复利用系统。消石灰处理系统存在高纯度消石灰的货源问题，且系统不稳定，运行环境差，计量系统实现自动化困难，并伴有石灰排渣处理等问题。石灰排渣重复利用系统须自备煅烧装置，将石灰渣煅烧成石灰予以再利用，处理过程中基本无废水、废渣，但投资较大。

离子交换法 利用氢型弱酸阳离子交换树脂除去水中碳酸盐硬度和碱度，以解决循环冷却水的结垢问题，并能满足高浓缩倍率的要求。采用弱酸树脂软化处理循环水补充水，出水水质稳定，易于控制，已有成熟的运行经验。与石灰处理系统相比较，缺点是运行费用高、废水排放量大，对环境造成二次污染。（见离子交换技术）

反渗透脱盐法 见反渗透。

循环水补充水处理系统的选择应根据冷却水处理系统的冷却方式、水源水量及水质、药品供应情况和环境保护要求及对上述处理方法处理后的水质进行极限暂硬和浓缩倍率的计算，经充分的技术经济比较后确定。

xunhuanshui lengque shebei yunxing

循环水冷却设备运行 (operation of circulating water cooling equipment)

循环水冷却设备是指用来冷却循环水的冷却塔、冷却池及附属设施，水资源紧张地区多采用冷却塔。冷却塔分为湿式、干式和干湿式三种冷却方式，它们的运行维护各具特点。

湿式冷却塔运行 湿式冷却塔通称冷却塔，循环水与空气在塔内直接接触，以蒸发散热为主，热、质交换同时进行，冷却效率较高。水被冷却的极限温度为空气湿球温度，其冷幅受湿球温度的制约。

冷却水量的调整 冷却塔应根据不同季节的气象条件及不同机组负荷，调整（分配）塔的冷却水量，以求得较好的冷却效果。冷却塔冷却过程中，当出塔空气的相对湿度未饱和时，增加循环水量会使出塔空气湿度趋向饱和。循环水量过小，会造成塔内淋水密度不均，甚至局部缺水，形成空气短路，使塔内空气未饱和就排出，塔的冷却效率下降。并列运行的各冷却塔的水负荷，应进行调整，使各塔出水温度一致或综合冷却水温度最低。

经常维护和定期检查 良好的检查维护是保持和提高已建成冷却塔冷却效果的主要途径。为了增加进塔空气量，塔的周围应保持良好的通风状况。要定期清理、更换被堵塞或损坏的喷头、填料和除水器。更换性能优良的喷头能增大水表面积，将冷却水溅散成细小颗粒，均匀喷洒在淋水填料表面上；良好的淋水填料的面积增长系数大，通风阻力小，可延长水膜流过填料的途径和时间，与穿过填料的空气充分接触换热，使空气带走更多的热量。运行时间久，已变形的除水器应及时更换，否则会增加冷却塔通风阻力，影响冷却效果，也会导致冷却塔出口漂滴量增大，在冬季对塔周围的道路交通和变电站带来不利影响。另外，应定期清理旋转滤网、清污机等机械设备上的脏物，转动部件要定期注油。机组检修期间要对配水槽、集水池、回水沟进行清淤排污。

防止冷却塔挂冰 冷却塔挂冰会恶化冷却塔通风及淋水状况，甚至会损坏淋水填料及支架，危及冷却塔的安全运行。气候寒冷地区常采用下列措施：①安装热水旁路系统，控制冷却塔水温，使经淋水填料冷却后的水温和集水池的水

温不低于结冰点；②冷却塔进风口设置挡风板，减少进塔空气量；③配水系统及淋水填料分区运行，将热水集中在塔外围，增加淋水密度和进塔气流阻力，减少淋水面积；④设置防冰环，即在冷却塔进风口上缘塔壁内安装环形喷水管，将20%～40%的进塔热水喷洒在进风口处，预热进入淋水填料的空气；⑤冷却塔进风口上缘内壁增设挡水檐，收集沿塔壁流下的水，防止进风口和人字柱上结冰。

干式冷却塔 通称空冷塔，是空冷机组间接空冷系统的主要设备。在空冷塔中循环水与空气不接触，通过散热器翅片管的表面散热进行热量交换。水被冷却的极限温度为空气干球温度，冷幅受干球温度的制约，冷却效果比湿式冷却塔差。混合式凝汽器间接空冷系统，循环水在凝汽器中与凝结水混合，大部分混合水送入空冷塔冷却后进入下一循环，其余部分经处理后进入汽轮机回热系统。表面式凝汽器间接空冷系统，循环水与凝结水不混合，因两次表面散热，冷却效率更低。

冬季防冻　中国主要在北方严重缺水地区使用空冷塔，冬季防冻是关键问题，在系统起动、运行和停运过程中都要采取严格的防冻措施。在空冷塔起动时，为防止散热器结冰，循环水先在旁路系统中循环，当循环水在凝汽器中被加热到30℃左右时，再向散热器逐段充水。气温特别低时，还应在关闭百叶窗的情况下，先预热塔内空气，再向散热器充水。为了防止散热器在充水过程中受热不均，多采用大流量低水温（不会导致结冰的最低温度）快速充水。正常运行时，空冷系统应保持一定压力，防止空气进入和滞留在散热器顶部，影响水的流动，带来结冰的危险。通常循环水温度要维持在20℃以上，以避免局部散热器水温过低而导致结冰。当汽温下降时，要调节百叶窗开度和适当增加幕墙，减少通风量，维持循环水温。当机组甩负荷循环水温迅速下降时，应紧急关闭百叶窗，维持一台循环水泵运行，散热器扇形段内的水可全部排空，循环水走旁路运行，也可以部分扇形段排空，部分运行，以维持循环水温。若厂用电不能维持循环水泵运行，则应立即关闭各扇形段进水阀，打开放水阀，全部放水，关闭各扇形段百叶窗，保持水温。冬季机组故障停机时间不长，应尽可能维持循环水运行，一般利用水中蓄热，在百叶窗关闭情况下，可保持数小时不结冰，避免水质恶化，缩短事故处理后热态起动的时间。若是停机不停炉，还可以采用旁路蒸汽中的热循环水。

微正压运行　为了避免空气进入和滞留在散热器顶部，空冷系统采用微正压运行，即散热器冷却三角形顶部压力略高于大气压力。表面式凝汽器间接空冷系统的压力是靠设置在空冷塔中的高位膨胀水箱维持的，水箱水面与散热器顶部的高差保证散热器顶部充满水。水箱上部充有氮气，将循环水与空气隔离。混合式凝汽器间接空冷系统的压力通常保持在200～220kPa之间。系统压力低，空气进入散热器，影响塔的冷却效果，压力过高将增加系统的漏泄量。

夏季运行可向散热器表面喷水，以增加散热器的散热能力，提高空冷塔冷却效果。大风天气时，迎风面扇形段进风量大，水温低，背风扇形段进风量小，水温高，此时应调节迎风和背风段百叶窗开度，使各扇形段出水水温趋于一致，综合水温最低。

空冷塔的维护　以防止散热器及软接头泄漏，防止百叶窗、放水阀、排水阀及紧急放水阀故障为主，做到经常检查维修。散热器泄漏原因除冻裂外，腐蚀和摩擦损坏也经常发生，应加强防腐和停机保护，定期冲洗散热器翅片上的脏物。少量翅片管泄漏，可封堵处理，泄漏翅片管较多时，则应停运更换。

干湿式冷却塔 亦称干湿塔或混合塔。由干式冷却和湿式冷却两部分组成，具有干式冷却节水和湿式冷却效果好、投资少的优点，具有消除雾羽的功能。冬季采用全干或干湿混合式冷却方式运行时，由于大气干球和湿球温度都很低，干段和湿段均有较好的冷却效果。

干段和湿段排出空气相混合，其相对湿度远离饱和曲线，不会产生雾羽，对环境影响小。夏季可关闭干段调节风门，全湿塔运行，以提高冷却效果。若需控制雾羽产生，也可部分开启干段调节风门，降低排出空气相对湿度，此时塔的冷却性能介于干式和湿式冷却塔之间。



yali jiance

压力检测 (pressure measurement) 对垂直而均匀地作用在单位面积上的力的测量。工业上采用的压力检测仪表显示值大多为被测压力与当时当地大气压力之差，称为表压力，又称计示压力。当时当地大气压力与表压力之和称为绝对压力。被测压力高于大气压力称为压力；被测压力低于大气压力称为负压，其绝对值又称为真空度。当任意两个压力相比较时，其差值称为差压或压差。常用的测压仪表包括压力计、压力传感器和压力开关三类。

压力计 常用压力计按其测量原理可分为液柱式、活塞式、弹性式三种。

液柱式压力计 利用管内的液柱高度差所形成的重力来平衡被测压力或差压，当封液密度已知时，由液柱的高度差就可测知压力或差压值。测压范围为－0.1～＋0.2MPa，型式有U形管压力计、单管压力计和斜管微压计。单管压力计比U形管压力计读数方便且可减小读数误差，斜管微压计可测量微小的压力或压差。

活塞式压力计 利用活塞、承重盘，以及可更换的砝码所产生的重力和活塞有效面积的比值与压力表的示值应相等的原理来对压力表进行校验。测压范围一般为0.04～60MPa，其结构如图1所示。如果在结构上加以改变，其测压范围可扩展至－0.1～250MPa。活塞式压力计的精确度较高，常用来校验其他型式的测压仪表。

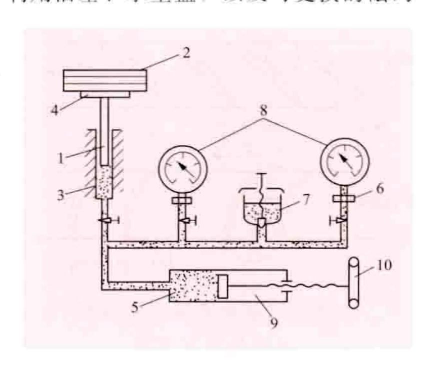


图1 活塞式压力计

1—活塞；2—砝码；3—活塞缸；4—承重盘；5—传压介质（油）；6—表接头；7—油杯；8—被校压力表；9—压力泵；10—手轮

弹性式压力计 根据弹性元件受压后产生的变形与压力大小的确定关系测量压力，测压范围为－0.1～＋1500MPa。常用的测压弹性元件有薄膜（包括膜盒）、波纹管和弹簧管（波登管）三种。所构成的测压仪表如图2所示。火力发电厂中常用膜盒式微压计来测量送风系统、制粉系统以及炉膛和烟道中的压力和负压力，常用双波纹管差压计来测量水和蒸汽的流量以及容器中的液位。

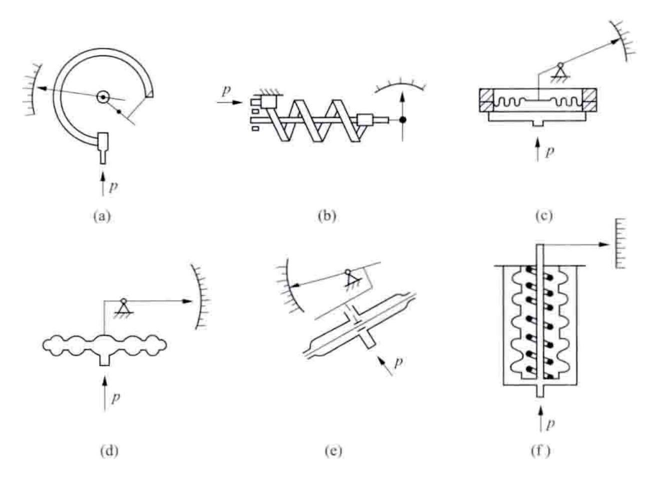


图2 弹性式压力计示意图

(a) 单圈弹簧管式；(b) 多圈弹簧管式；(c) 波纹膜片式；(d) 膜盒式；(e) 挠性膜片式；(f) 波纹筒式

压力传感器 有些物体受压后能产生电磁效应，例如压电效应、压磁效应、压阻效应等，利用这些物理效应可以制成各种形式的压力传感器。压力传感器通常分为电阻应变式、压电式、电容式、电感式、霍尔和振弦式。

压力开关 当被测压力达到设定值时输出开关信号，并用于报警或控制的仪表。其压力检测元件常采用弹簧管、膜片、膜盒及波纹管等，开关元件有磁性开关、水银开关、微动开关、触头及电子开关，输出开关信号分动合式和动断式。压力开关按工作原理可分为位移式和力平衡式。

参考书目

《工业自动化仪表与系统手册》编辑委员会．工业自动化仪表与系统手册．北京：中国电力出版社，2008.

yaqiji

压气机 (compressor) 用机械功提高工质（空气或其他气体）压力并伴有温升的旋转式叶轮机械。是燃气轮机的基本部件之一。

燃气轮机对压气机的要求 ①效率高，至2010年压气机的等熵效率已达84%～89%。②单级压缩比高，可减少压气机的级数。单转子压气机的总压缩比可达25～30，压缩级数仅15级。③单位面积通流能力大，可缩短压气机进口叶片的高度，为设计和制造大功率燃气轮机创造条件。④压气机的特性能与燃气透平的特性相匹配，即在燃气轮机的各种工况下，压气机的流量、压比、转速和功率都能与透平的特性相适应。⑤稳定工况区宽，不易发生旋转失速、喘振和气流阻塞现象。⑥具有良好的防喘振措施。

分类与特点 按工质的流向，压气机可分为轴流式、离心式和混流式，如图1和图2所示。轴流式压气机的特点是：①工质基本上沿轴向流动，单位面积通流能力大；②等熵效率高（84%～89%）；③单级压缩比较低（亚声速级压缩比为1.05～1.28，超声速级为1.5～2.0，甚至大于2.0）；④等转速特性曲线较陡，压比对流量影响较小；⑤制造工艺要求高；⑥广泛应用于大、中功率的燃气轮机中。离心式压气机的特点是：①工质基本上沿径向向外流动，单位面积通流能力较小；②等熵效率较低（75%～82%）；③单级压比较高，达3～11；④等转速特性曲线较轴流式平坦；⑤制造

图 1　轴流式压气机示意图

1—进口收敛器（进气道）；2—进口导流器；3—动叶；4—扩压静叶；5—出口导流器；6—出口扩压器（排气道）；7—转子；8—气缸（机匣）；9—端轴；10—轴承

工艺要求略低；⑥适宜小功率燃气轮机应用。混流式压气机是由轴流式级（前段）与离心式级（后段）串联而成的，其目的是解决轴流式压气机后面几级体积流量小以致叶片过短、气动性能差、损失剧增的问题，一般适用于中、小功率燃气轮机。

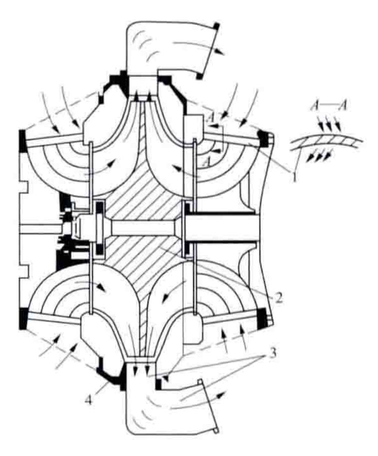


图 2　离心式压气机的示意图

1—进口导流器；2—工作叶轮；3—扩压器；4—机匣

轴流式压气机的结构　如图 1 所示，轴流式压气机由转子 7（包括主轴和装有动叶 3 的工作叶轮）、静子（包括气缸 8 和静叶 4）、气封和轴承 10 等主要部件组成。

通流部分　多级轴流式压气机的通流部分是由若干个级串联组成的环形气流通道。该通道的面积和气流的轴向速度总是设计成逐级减小。常见的通流部分有下表所示的三种形式。

叶片　压气机的核心部件。包括动叶 3 和静叶 4（见图 1）。动叶安装在叶轮或轮毂上，静叶安装在气缸壁或隔板上。图 3 所示为压气机的扭曲动叶片。叶片的厚度较薄，要求叶型加工精确，应有足够的强度和抗疲劳断裂的能力。叶片由叶身和叶根组成。叶身是用由计算和试验获得的叶型，按某一特定规律沿叶高方向叠合而成的。沿叶身高度方向各截面上叶型的几何参数恒定的为直叶片，不恒定的为扭叶片。

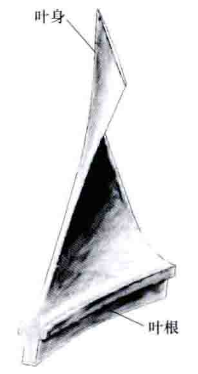


图 3　压气机的动叶片

叶根是叶片的装持部分，其形状有燕尾形、倒“T”形和齿形等。

压气机转子　由动叶列、叶轮（或轮毂）和主轴组成，是高速旋转部件，要求有足够的强度和刚度，结构应紧凑，工作转速应避开转子的临界转速。有鼓筒式、盘轴式和盘鼓式之分。盘鼓式转子（见图 1）的刚性和强度都较好，使用最广泛。

压气机气缸　一般用铸造、焊接或焊铸结合制成，常分前段和后段。气缸外表面可加装纵向或横向的筋条，以增加刚性。进、排气道（见图 1 中 1、6）有轴向式或蜗壳型之分。气道应有良好的气动性能。在寒冷地区使用时，进气道应有加热防冻措施。

轴流式压气机的工作原理

压气机级是轴流式压气机的基本单元，由沿圆周排列的一列动叶和一列静叶组成，如图 4 所示。根据机组要求的总压缩比 ε 的大小，轴流式压气机可以设计成多级的单转子结构或多级的双转子结构（见燃气轮机变工况性能）。图 5 所示为图 4 所示级的一个圆周截面在平面上展开的示意图，同时给出了两排叶片进、出口处的速度三角形。如图 5 所示，轴流式压气机的工作过程和原理为：首先通过转子旋转（周向速度为 u）把一定数量的外部轴功传递给流经扩压动叶列的工质，工质接受外功后，气流的相对速度 w 有所减小（$w_2 < w_1$，因为截面积 $A_2 > A_1$），而绝对速度 c 增大（$c_2 > c_1$），同时工质的静参数（压强 p、温度 T、焓 h）也都增大，即 $p_2 > p_1$、$T_2 > T_1$、$h_2 > h_1$。相应地，在动叶列出口处工质的总压 p_2^*、总温 T_2^* 和滞止

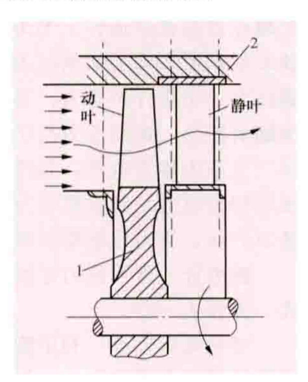


图 4　轴流式压气机的级

1—转子；2—静子

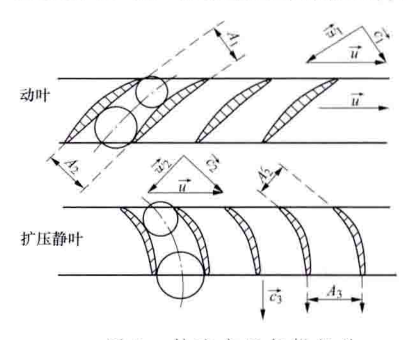


图 5　轴流式压气机级的平面展开示意图

c—绝对速度；w—相对速度；u—圆周速度；A—通流面积

常见的轴流压气机通流部分形式

分类	等外径	等内径	混合型
简图			
特点	各级外径的圆周速度都处于最大值，有利于提高各级的做功量，总压比相同时，级数较少，气缸加工方便，转子加工复杂，末级叶片较短	平均圆周速度是逐渐下降的，即各级的做功量是逐级降低的，总压比相同时，级数较多，转子加工较易，末级叶片较长，有利于提高效率	通常是前几级为等外径，后几级为等内径，以保证前几级有较大的做功量，后几级叶片不会太短，有利于改善气动性能，加工则较复杂

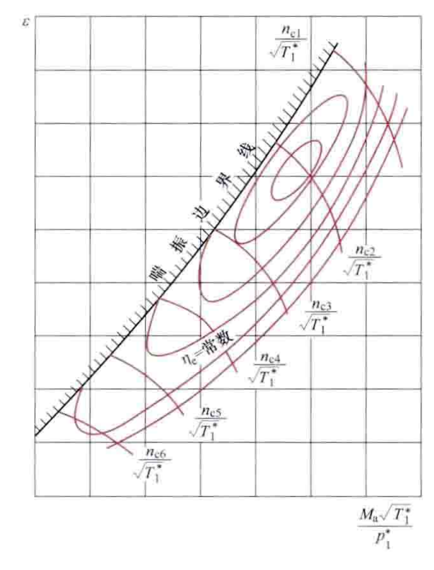


图 6　压气机的特性曲线

焓 h_2^* 都比入口处增大。此后，高速气流在静子上的扩压静叶列中减速（$c_3 < c_2$，因为截面积 $A_3 > A_2'$）而进一步增压，即 $p_3 > p_2$，而 $p_3^* \approx p_2^* > p_1^*$，由此达到增压的目的。可知，在动叶列中工质通过工作叶轮接受外功，使之转化成为压力势能和绝对运动动能，进而在静叶列中使绝对速度减小，再把部分动能转化为压力势能。

压气机特性曲线　压气机的工作特性可以用无因次参数表示的特性曲线（见图 6）来描绘，它可以确定压气机在各种工况下的通流能力 M_a（进入压气机的工质的质量流量）、压缩比 ε、转速 n_c 以及等熵效率 η_c之间的变化关系，即

$$\varepsilon = p_2^* / p_1^* = f\left(\frac{n_c}{\sqrt{T_1^*}},\ \bar{q}_c\right)$$

$$\eta_c = f\left(\frac{n_c}{\sqrt{T_1^*}},\ \bar{q}_c\right)$$

曲线还示出了压气机的稳定工作范围，即以喘振边界线为界，左侧为不能稳定运行的喘振区（见压气机喘振）。参数中 p_2^* 是压气机出口处的工质总压，p_1^* 是压气机入口处的工质总压力，n_c 是压气机的转速，T_1^*是压气机入口处工质的总温度，即外界大气的温度，$\bar{q}_c = M_a \sqrt{T_1^*} / p_1^*$ 是压气机的折合流量。

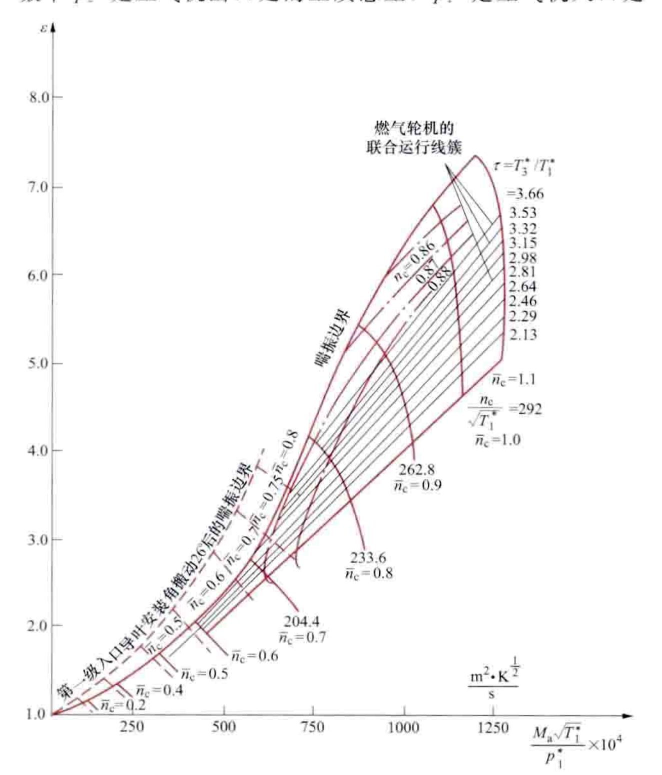


图 7　某台单轴简单循环燃气轮机的通用特性曲线簇

当考虑到燃气透平、压气机和燃烧室三大部件协同工作后，就可在压气机特性曲线上确定燃气轮机的联合运行线簇，如图 7 所示，其中每条联合运行线对应一定的透平前燃气温度 T_3^*，$\bar{n}_c$ 为实际转速与设计转速之比。因此，压气机特性曲线是分析压气机和整台燃气轮机性能的重要工具。

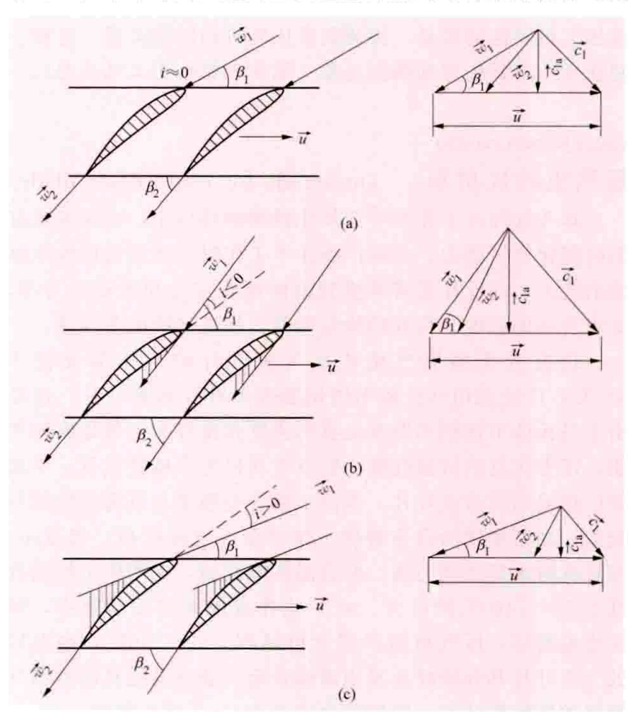
yaqiji chuanzhen

压气机喘振

（compressor surge）　由于工质流动严重失速，在压气机和连接管道中出现较低频率的流量和压力震荡，是一种不稳定的压气机运行工况。喘振对燃气轮机机组的安全运行有重大危害，可在压气机设计和运行中采取针对性措施加以防止。

喘振现象　当流经压气机的空气体积流量减少到一定程度时，压气机运行工况点会进入到压气机特性曲线上喘振边界线左侧的区域（见压气机），压气机将出现空气流量、压力和消耗功率的不断脉动，同时伴随有异常的气流喘啸声响和强烈的机械振动，使压气机叶片经受交变应力，乃至疲劳破坏。

喘振原因　压气机在设计工况下运行时，气流进入工作叶列时的冲角 i（来流方向相对于叶片入口几何方向的偏角）接近于零（见图，虚线为入口几何方向，带箭头的实线为气流方向）。当空气体积流量增大，即轴向速度增加时，若压气机转速不变，气流就会在负冲角（$i<0$）条件下流入工作叶列，在叶片的内弧壁面上发生边界层的局部分离流动［见



气流流入动叶列的冲角 i 与
速度三角形的变化关系

(a) 设计工况（$i \approx 0$）；(b) 空气体积流量增大时（$i<0$）；(c) 空气体积流量减小时（$i>0$）

$\vec{c}$—绝对速度；$\vec{w}$—相对速度；$\vec{u}$—周围速度

图（b）]。由于惯性力的作用，这个局部分离区将朝叶片内弧方向挤拢，而不会进一步发展。与之相反，当空气体积流量减小时，气流将沿正冲角（$i>0$）方向流入工作叶列［见图（c）]。当正冲角增至一定程度时，就会在叶片背弧侧发生壁面边界层的分离流动，这时该叶片上的气动力会突然改变，而且在惯性力的作用下，分离区有不断发展扩大的趋势，甚至会出现局部倒流的现象。这种现象称为叶片失速。在压气机中，失速开始发生时只涉及一个或几个叶片通道，并且分离区沿着叶轮的旋转方向以低于转子的旋转速度在相邻叶片间连续迁移，因此称为旋转失速。

旋转失速与喘振是两种完全不同的气流流动不稳定现象，但却是引起喘振的直接原因。当旋转失速强化和发展到某种程度后，由于气流的强烈脱离，增压效果恶化，压气机出口的压力会突然下降，以至低于压气机后续工作系统的压力，致使有一部分空气会从后续工作系统倒流回压气机，后续工作系统的压力就会瞬间降低。这会促使进入压气机的空气体积流量自动增加，使旋转失速现象暂时得到缓和。与此同时，后续工作系统的压力又会再度上升，促使进入压气机的体积流量重新减小，旋转失速现象就会再次加剧。流量和压力的这种周期性振荡，以及气流流动方向交替性变化的现象，就是喘振。喘振会引发机械系统的强烈振动以致损坏。

防喘措施　针对喘振发生的原因，可采取四种具体措施：①合理选择运行工况点，使压气机的设计工作点离开喘振边界线有足够的喘振裕度。②采用可调的进口导叶和可调的前3～5级静叶。低工况或高工况时，通过调节可调导叶和静叶的安装角，使正冲角减小。③在压气机的中间某些级安装一个或几个防喘放气阀，以增大流经前几级的空气流量，使正冲角减小。④采用双转子压气机轴系方案，利用两段压气机转速的差异，协调高低压压气机的匹配关系，有利于防止发生旋转失速和喘振现象（见燃气轮机变工况性能）。

yaqiji yepian cailiao

压气机叶片材料　(materials for compressor blade)

压气机叶片工作在空气氧化锈蚀的环境中，必须有良好的抗氧化锈蚀能力。在海洋条件下工作时，还要有抗海水腐蚀的能力。动叶片还需承受较高的离心应力和振动应力等，要求有高的强度、良好的抗振性能、韧性和抗疲劳强度。

现有的重型燃气轮机压气机叶片的工作温度低于500℃，广泛采用马氏体不锈钢制造动叶片和静叶片。这是由于马氏体不锈钢不但有足够的强度和良好的抗氧化腐蚀性能，还有优良的抗振性能。航空发动机为了减轻重量，早期曾广泛采用铝合金叶片，但由于铝合金强度与抗腐蚀性能均较差，现已使用钛合金替代。钛合金不仅强度高、密度小，而且抗海水腐蚀能力强，但高温性能较差，常用作工作温度低于300～400℃的叶片。在一些先进的航空发动机中，增压比提高后，压气机出口温度可达到550～650℃，高温段的工作叶片和导流叶片采用高温合金。航空发动机改型燃气轮机的压气机叶片一般用钛合金或含Cr不锈钢制造。

yaqiji zhuanzi cailiao

压气机转子材料　(materials for compressor rotor)

压气机转子由叶轮和轴构成，工作时要承受各级动叶片和自身的离心力、转子的弯曲交变应力，并要传递扭矩，因而要求材料具有高强度和良好的韧性等性能。

现有的重型燃气轮机压气机的轮盘和轴广泛应用CrMoV或CrNiMoV等高强度合金钢。在航机改型燃气轮机中，压气机轮盘也采用上述合金钢；但在动叶片用钛合金制成的级中，轮盘也广泛使用钛合金。高压缩比压气机的最后几级或末级轮盘则采用Cr-Ni不锈钢甚至镍基合金制造。

yasuokongqi xitong

压缩空气系统　(compressed air system)

电厂中向有关设备提供运行、检修、维护、有一定压力空气的设备和管道连接系统。压缩空气系统分为检修用气（也称厂用气）和仪表与控制用气（也称仪用气）系统。可以多台机组共设1个供汽单元（或空气压缩机室），通常为2台机组设置1个空气压缩机室。压缩空气系统包括吸入空气过滤器、空气压缩机、后处理装置、储气罐及供气管道等。

空气压缩机有往复式、离心式、回转式、螺杆式等型式，火电厂通常采用螺杆式，并选用无油或少油润滑型式，仪用和厂用压缩空气系统一般采用同型式、同容量的空气压缩机。运行空气压缩机总容量需分别满足全厂最大厂用气消耗量和全厂仪用气量，并留有足够的裕度。仪用气压缩机运行台数一般为每台机组1台，1个供汽单元设置1台检修备用和1台运行备用，并兼做厂用气压缩机。厂用气的运行压力一般为0.7～0.8MPa，仪用气一般为0.5～0.7MPa，要求压力必须稳定，系统能连续安全运行。

后处理装置由后冷却器、气水分离器等组成，仪用空气系统中还需配置干燥净化装置、除尘除油过滤器和必要的缓冲气罐，干燥净化装置可根据对气体品质要求选用冷冻式、无热再生吸附式、微热再生吸附式或组合式，其容量按运行空气压缩机的容量选用。

压缩空气系统分别设置厂用储气罐和仪用储气罐，仪用储气罐的总容量应能至少维持系统5min运行的耗气量。仪用和厂用气系统的供气管道分开设置，在空气压缩机出口设联络母管。储气罐后仪用压缩空气管道通常采用不锈钢管。

仪用和厂用压缩空气系统通常与气力除灰系统、脱硫系统用气统一规划，集中布置。空气压缩机室一般单独设置在主厂房区域，也可布置在主厂房底层，需采取防噪声和防振动措施。

yasuo zhileng xunhuan

压缩制冷循环　(compression refrigeration cycle)

通过消耗压缩功，使工质不断地将热量从低温物体（即制冷空间，如冷库等）转移到高温物体（如大气环境）的循环。压缩制冷循环分为空气压缩制冷循环和蒸汽压缩制冷循环。与空气压缩制冷循环相比，蒸汽压缩制冷循环具有单位工质制冷量大和更加接近同温限卡诺逆循环等优点，因此得到了广泛的应用。

蒸汽压缩制冷循环的主要设备有压缩机、冷凝器、节流阀和蒸发器，见图1。制冷工质从冷藏室出来为干饱和蒸汽或过热蒸汽状态1，然后进入压缩机实现绝热压缩过程1-2，工质升压升温至过热蒸汽状态2，接着进入冷凝器，实现定

压放热过程2-3至饱和液体状态3（或过冷状态3′），后经节流阀作不可逆的绝热节流过程降压降温至状态4，最后进入冷藏室中的蒸发器，实现定压蒸发吸热过程4-1至状态1，完成一个循环1-2-3-4-1，其温-熵（T-s）图见图2（a）。制冷系统也常用压-焓（$\lg p$-h）图，见图2（b）。

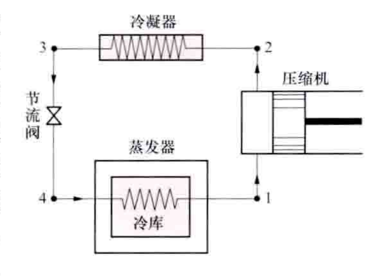


图1 蒸汽压缩制冷循环

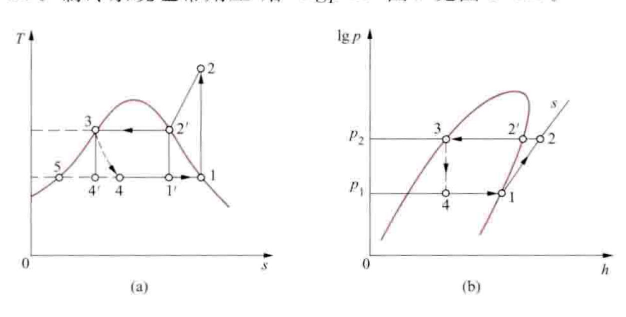


图2 蒸汽压缩制冷循环的T-s图和$\lg p$-h图

（a）$T-s$图；（b）$\lg p-h$图

循环的吸热量（制冷量）q_2和放热量q_1分别为

$$q_2 = h_1 - h_3 = h_1 - h_4$$

$$q_1 = h_2 - h_4$$

式中利用了绝热节流过程的性质，即$h_3 = h_4$。

压缩制冷循环的效益以制冷系数衡量，制冷系数为制冷量与耗功量的比值。当环境温度一定时，制冷温度越低，制冷系数也越小。循环的制冷系数为

$$\varepsilon = \frac{q_2}{q_1 - q_2} = \frac{h_1 - h_4}{h_2 - h_1}$$

压缩制冷循环的循环参数和制冷系数均与制冷工质的性质密切相关。制冷工质又称制冷剂，在20世纪90年代之前，广泛应用的制冷剂是氯氟烃物质CFC（如CFC11或称R11，CFC12或称R12）、含氢氯氟烃物质HCFC（如HCFC22或称R22）和氨等。CFC和HCFC物质会破坏同温层中的臭氧层，破坏生态平衡，加剧温室效应。包括中国在内的全球一百多个国家共同制订了保护臭氧层的《蒙特利尔议定书》。中国已于2007年提前完成CFC物质的淘汰，正在根据新的国际环境保护公约，进行HCFC的替代工作。

压缩制冷系统的设计需根据所使用的制冷工质的性质进行优化匹配。

yancong

烟囱

（chimney） 引导锅炉尾部烟气排入高空的构筑物。通过稀释和扩散改善烟气对周围环境的污染。

烟囱分类 火电厂的烟囱一般为独立式布置。按主体结构建筑材料可分为砖烟囱、钢筋混凝土烟囱和钢烟囱三类。此外，还有替代烟囱排放脱硫后烟气的排烟冷却塔应用实例，即取消独立布置的烟囱，烟气通过烟道引入自然通风冷却塔内排放。

砖烟囱 一般为单筒形式，用于非脱硫或弱腐蚀等级的烟气排放。筒身由普通砖砌体筒壁、隔热层和特种砖砌体内衬组成；烟囱外形呈圆锥状，适用高度小于或等于60m，现已很少使用，有时用于起动或采暖锅炉的烟气排放。

钢筋混凝土烟囱 按内衬或排烟筒布置又可分为单筒、套筒和多管式三种，烟囱外形多呈圆锥或直筒等形状，高度可大于150m。

（1）单筒式烟囱。一般用于非脱硫或弱腐蚀等级的烟气排放。筒身的钢筋混凝土筒壁、隔热层和砖砌体内衬紧贴布置，隔热层和内衬分段由筒壁内环向布置的牛腿支承。结构简单，设计和施工成熟可靠，经济性好；但抗渗防腐性能差。中国建有100多座高度以180、210m和240m为主的单筒式烟囱。国外代表性业绩是美国密契尔（Mitchell）电厂高368m的烟囱。

（2）套筒式烟囱。为钢筋混凝土外筒壁内布置1根排烟筒，2台锅炉共用，内外筒间留有通风和检修维护通道。烟囱的特点是外筒壁承担结构荷载，与排烟筒分开布置，减少了内部烟气对外筒壁的影响。排烟筒可采用钢板、砖砌体和玻璃钢三种类型，砖砌体和钢排烟筒应用较广泛。玻璃钢排烟筒在美国等国家应用较多，在中国尚处于试用阶段。钢排烟筒采用自立式或悬挂式承重体系；砖砌体排烟筒采用自立式或分段支承式承重体系；玻璃钢排烟筒可采用悬挂式承重体系。中国建造的100多座该类烟囱，主要以210m和240m高度为主，最大高度为270m。2008年8月，上海漕泾电厂建成国内首座自行设计、施工的210m高异形钢筋混凝土烟囱外筒。美国有代表性的荷马城（Homer City）发电厂的烟囱高度为371m。

（3）多管式烟囱。为每台锅炉接入1根排烟筒，钢筋混凝土外筒壁内分别布置2～4根排烟筒，构成双管、三管及四管式烟囱。多管式烟囱的烟气排放稳定，抬升高，高空稀释和扩散效应更加显著。中国已建造该类烟囱超过60座，主要以210m和240m高度为主。国外有代表性的英国德拉克斯（Drax）电厂烟囱高度为264m，为三管式烟囱。

钢烟囱 结构质量轻，延性好，利于抗震，按结构体系可分为拉线、自立和塔架式三种，适用于地基条件差的地区，但耐腐蚀性能差，日常维护量大。国内发电厂应用实例较少。

烟囱的设计 需满足强度、稳定性和防腐蚀要求。烟囱需控制钢筋混凝土筒壁裂缝宽度、地基沉降和倾斜，超高烟囱还应核算施工阶段的结构震动。烟囱和相邻建筑物间需设置沉降缝。对于安装湿法脱硫装置的湿烟气排放的烟囱，尤其需要采取防腐蚀措施。湿法脱硫烟气的排烟温度一般小于或等于50℃；烟气冷凝结露情况十分突出，烟气的冷凝结露酸液中除含有低浓度的硫酸外，还含有微量的盐酸和氢氟酸，属强腐蚀等级。必须充分考虑脱硫烟气腐蚀性对烟囱结构安全和耐久性的不利影响，采取防腐蚀措施。首先，可在脱硫装置进、出口安装烟气换热装置，将排烟温度升高到约80℃，以减弱烟气冷凝结露。此外，对排放湿法脱硫烟气的烟筒，在与烟气接触的内表面采取防腐蚀措施，常采用复合钛层、粘贴轻质玻璃砖块体层和涂刷涂层的防腐措施，或采用玻璃钢材料制作排烟内筒，国外还有直接采用镍基合金材料制作的排烟筒。

yancong shigong

烟囱施工

（chimney construction） 火电厂的烟囱是高耸构筑物，属于火电厂土建特种工程项目。根据环保脱硫的要求，大中型燃煤电厂普遍采用钢筋混凝土套筒式烟囱，其外筒壁多为混凝土结构，内排烟筒按数量分有单管和

多管式，按材质分有钢管和砌体。烟囱还设有检修爬梯、各层钢平台和航空警灯等，外筒应按照当地航管部门的意见用油漆涂刷醒目的航空警视色环。燃气轮机电厂均采用钢烟囱，个别燃煤电厂也有采用钢烟囱的。

钢筋混凝土套筒式烟囱施工 主要包括钢筋混凝土外筒和内排烟筒施工，以及检修爬梯、各层平台、航空标识施工等。

钢筋混凝土外筒施工 包括滑模法、爬模法（也称为提模法）和三脚架翻模法。

滑模法施工时模板与操作平台同时逐步上升，绑扎钢筋和浇筑混凝土作业在平台上交替进行。平台利用辐射梁上安装的爬升式液压千斤顶沿筒壁均匀布置的支撑杆向上爬升，外筒筒身沿已浇筑的筒壁向上滑升。由于滑模法施工时中心漂移及扭转较难控制，表面容易出现划痕，已较少采用。

爬模法提升平台时，模板不与平台同步提升，而是与爬升架、操作架等施工设施，通过对销螺栓固定在下方具有一定强度的筒壁上。该法有电动爬模和液压爬模两种。

爬模施工装置见图1，包括随升井架和平台系统、提升系统、模板系统、起重机械系统和电气（液压）操作系统。随升井架和平台系统由中心鼓圈、辐射梁、支撑平台组成。提升系统主要由提升架、电动（液压）提升装置组成。模板系统的外模由轨道模板和大模板组成，并配以一定数量的补偿模板，内模由普通模板和调节模板组成。起重机械系统由卷扬机、钢丝绳、吊笼、天地轮、导向轮和小把杆组成。

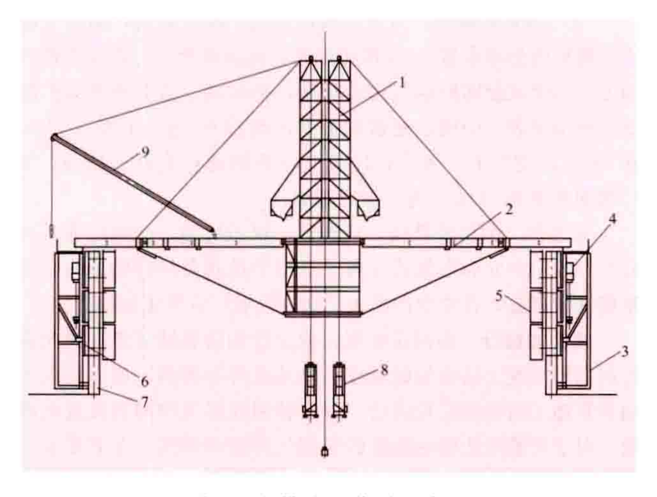


图1 爬模施工装置示意图

1—随升井架；2—辐射梁及平台；3—提升架；4—提升装置；5—内挂架；6—轨道模板；7—筒壁；8—吊笼；9—小把杆

爬模施工装置提升时，利用已成型并且具有一定强度的混凝土筒壁为依托，将轨道模板通过高强螺栓及剪力环固定在筒壁上，提升架的滚轮安装在轨道模板的槽钢轨道上，架体上下支脚用大销子与轨道模板固定；爬升时以剪力环为支撑点（承受系统自重及施工荷载）和以轨道模板为基准，上下支脚通过电动（或液压）爬升机构交替与轨道模固定实现提升架的爬升，完成沿筒壁的爬升过程。

三脚架翻模法施工工艺同冷却塔筒壁施工（见冷却塔施工）。

内排烟筒施工 内排烟筒主要有砌体（耐酸浇筑料）排烟筒和钢质排烟筒，均在烟囱外筒施工到顶后再进行施工。

当内排烟筒为砌体时，在外筒壁施工到顶后，在外筒内设置施工操作平台，自下而上逐层进行各层平台施工和砖砌体砌筑，或分段整体浇筑。

当内排烟筒为钢质时，在外筒壁施工到顶后，先自上而下安装各层钢梁，同时完善筒内各层平台和检修钢梯。之后采用倒装法进行钢内筒安装，即先将顶部一段在烟囱底竖向组装完成后提升，再组合下一段。常用液压顶升、液压提升和气压浮升法。

液压顶升时一般在现场分段制作钢内筒（6m一段等），然后进行地面组装，逐段顶升。液压顶升设备采用3点支承顶升设计，使用3根立柱做受力柱架，在立柱上装专用的由液压系统、电气自动控制系统、结构系统（包括爬架立柱、环梁和台车）组成的长油缸液压千斤顶，用千斤顶的活塞顶升内管，再移升千斤顶，循环动作将内管逐步向上顶升。顶升时严格要求三点同步保持水平，同步误差不超过1mm。

液压提升是在外筒顶的封顶平台或某层支承平台加强后设置液压提升装置。液压装置系统由钢绞线、提升油缸（穿心式千斤顶）和底锚三部分组成，采用高压油泵和油管路供油。将提升钢丝绳穿过千斤顶后在筒底通过底锚与钢排烟管连接，起动液压系统将钢丝绳提升，将钢排烟管升到一定位置后，再运后一段管，组装完成后再提升。悬挂式内筒按设计膨胀节点位置，通常240m高度设3～4个悬挂节点进行支承，减轻了钢内筒的施工提升重量。

气压浮升是把排烟管顶部用临时封头密封，以承受气压。在地面安装一内圆柱，在其顶部外圆周装密封圈与排烟管内壁相接作密封用。压缩空气经内圆柱顶部进入内管，顶升排烟管，所用压缩空气最大压力约为0.2MPa。每段钢内筒一般分3～4片，经组合焊接后依次顶升。

钢烟囱施工 钢烟囱有自立式、塔架式和塔架自立式。自立式烟囱可在现场组合，用起重机整体竖立就位或分段吊装。塔架式烟囱的下面部分可用起重机对塔架和烟囱分段交叉吊装，上面部分塔架和烟囱可利用附着式塔吊散件吊装、高空组合。

塔架自立式钢烟囱为全钢结构，2009年已建成的金陵电厂240m双筒钢烟囱为中国首座自行设计施工的双筒自立式钢烟囱。其外形见图2。

图2 双筒钢烟囱

塔架自立式钢烟囱施工难点是多管相贯支撑体系的制作和筒体安装。所有支撑节点均为相贯线焊接连接，节点形式非常复杂，应采用STCAD与CAD相结合绘制相贯线，以电脑放样，机械切割和人工精割的方式，完成相贯变切割工作，相贯线焊接全部在地面焊好以及管件局部拼装，以减少高空焊接作业。

钢筒直径大（外径7553mm）、高度高（总标高240m）、刚度差，容易变形。钢筒安装基本模数为5m一段，筒体吊装前调整好的椭圆度，用十字撑撑好。筒体测量以垂准仪测量圆心为主，全站仪（经纬仪）测量外十字线（轴线）为辅。

环梁在地面进行预拼装，环梁作业平台采用灵活的吊脚

手架平台，在地面与环梁组装成整体进行安装。环梁就位时在筒体上测量出环梁安装位置，沿筒体一周设置好靠山。安装时使用环梁的十字线对准筒体十字线。

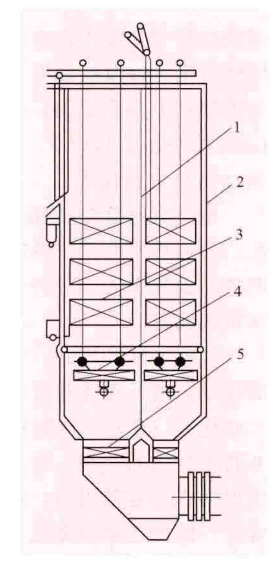
支撑安装时以主立管为主定位整个支撑体系，先安装主立管，再安装水平支管。支撑走道、平台在地面与构件组装成整体进行吊装。

烟囱防腐 砌体排烟筒通常采用轻质防腐砖砌筑或采用耐酸浇筑料分段整体浇筑，并可在外侧涂抹防腐材料加强防腐；钢质排烟筒可直接采用钛钢复合板，也可在钢板外侧加设防腐层。防腐材料通常采用泡沫玻璃砖、耐酸砖（泡沫陶瓷砖）、耐酸胶泥、鳞片树脂涂料、复合杂化涂料、50～70mm耐酸砂浆等，各种防腐材料的施工工艺各不相同，需要从原材料、施工环境、施工过程等环节加强控制，确保施工质量和防腐效果。

yandao dangban tiaowen

烟道挡板调温

（steam temperature control by gas-bypass damper） 利用烟气挡板的不同开度改变平行烟道内的烟气流量来实现汽温调节的方法。用膜式壁将对流烟道分成并联的主烟道和旁通烟道，在主烟道中布置再热器，旁通烟道中布置过热器（见图），分别调节布置在两个平行烟道出口中的挡板开度，改变通过烟道的烟气流量，从而改变其内受热面的吸热量，达到调节再热汽温的目的。烟道挡板调温的设备简单，操作方便，调节比较灵敏。烟道隔墙可以平行于前墙，也可垂直于前墙。



烟道挡板

1—烟道隔墙；2—过热器；3—再热器；4—省煤器；5—烟气挡板

挡板开度一般在0～40%范围内调温效果较好，因为挡板开度与汽温变化不成线性关系。为了防止挡板变形，应将其布置在烟温低于400～500℃的区域内，并注意尽量减轻挡板磨损。烟道隔墙要注意密封。当再热器与过热器并联布置时，过热器应有较强的辐射特性，以使过热器与再热器的吸热特性相适应，有利于汽温调节。

yan feng meifen guandao sheji

烟、风、煤粉管道设计

（design of flue gas air and pulverized coal ducts） 常规锅炉燃烧系统中输送烟气、冷空气、热空气、原煤、煤粉等介质的管道及其附件的计算、选择和布置。

烟、风、煤粉管道的设计，应根据烟风系统、煤粉制备系统及主厂房布置条件进行，输送介质的流量、压降和分配均匀性应满足锅炉运行的需要，在结构上必须有足够的强度、刚度和耐久性。

烟道 锅炉尾部从空气预热器排出的烟气，经除尘、脱硫后排向烟囱的管道。多数采用钢制矩形烟道，大容量机组逐渐采用大直径圆形钢制烟道。对接至烟囱前的干烟气总烟道，不存在剩余静压时，可采用钢筋混凝土或砖砌烟道；采用烟塔合一方案的脱硫塔出口至冷却塔进口烟道，也可采用玻璃钢材料。钢烟道中的最高烟速一般为15m/s，混凝土或砖烟道中的最高烟速为10～12m/s。烟道的结构设计应严密，并能随温度变化胀缩，还应考虑飞灰沉积在烟道中的荷载及其清理措施。

风道 按输送的空气介质温度分为冷风道和热风道，按锅炉燃烧和磨煤机干燥、输送区分为一次风道和二次风道，通常采用圆形钢制风道。一次风道输送锅炉需要总风量的15%～30%，二次风道输送总风量的70%～85%。风机进、出口冷风道的风速一般取10～12m/s，热风道的风速取15～35m/s。

煤管道 分为原煤管道、制粉管道和送粉管道三类。

（1）原煤管道是原煤仓至给煤机和给煤机至磨煤机之间的管道，宜垂直布置，受条件限制时，其与水平面的倾斜角不宜小于70°。原煤管道一般用8～10mm的钢板制成。

（2）制粉管道是中间储仓式制粉系统中将煤粉送到煤粉仓的管道。制粉管道与水平面的倾斜角，对气粉混合物应不小于45°，对煤粉应不小于50°。管道通常用5mm钢板卷制。制粉管道流速不低于12m/s，一般取14～18m/s。

（3）送粉管道是将煤粉送入锅炉燃烧器的管道，采用壁厚为8～10mm的无缝钢管或焊接钢管，弯头部位需考虑防磨措施。送粉管道的流速一般为22～28m/s，对储仓式系统热风送粉的送粉管道流速为28～32m/s，当锅炉或磨煤机低负荷运行时，送粉管道中的流速应不小于18m/s。

烟、风、煤管道附件 主要有补偿器、风门挡板、煤粉缩孔、防爆门、支吊架等。

（1）补偿器。补偿、吸收烟风煤粉管道的热胀和振动的部件。一般装设在热风道、烟道、随燃烧器一起向下膨胀的送粉管道，以及除尘器、送风机、引风机、一次风机的进、出口部位上，以减小烟风煤粉管道在运行中对设备的热胀推力或吸收风机对管道的振动。烟风道和制粉管道的补偿器通常用薄钢板或非金属衬胶织物制成波形节，送粉管道需采用密封性能好、补偿量大的三维补偿装置。在烟道上使用的补偿器应设内套管以避免波形节积灰。

（2）风门、挡板。具有关断和调节两种功能。可分为插板式隔绝门（泄漏率为零）、挡板式隔离门（泄漏率应小于2%）和挡板式调节门三类结构型式。手动风门一般采用蜗轮箱传动装置。当风门布置在有热位移的部位时，在轴上应装设带有伸缩节的万向接头。

（3）煤粉缩孔。用于平衡多根送粉管道之间的阻力差异，使煤粉分配均匀。有固定式和可调式两种，通常采用可调缩孔。

（4）防爆门。见防爆设施。

（5）支吊架。承载烟风煤粉管道荷重的部件，有拉杆吊架、固定支架、滑动导向支架、限位支架等形式。当管道由冷态过渡到热态的支承点处单方向位移时，可采用弹簧支吊架或滑动导向支架；水平和垂直方向的双向位移可采用滑动弹簧支架；支吊点垂直位移较大或需要限制转移荷载时，可采用恒力支吊架；而刚性支吊架只适用于管道支承点没有垂直位移的场合。除无烟煤外，送粉管道支吊架管部不应采用

焊接吊板结构，以避免因锅炉回火或磨煤机爆燃而引起管道内积粉燃烧，降低吊板与管道间的焊缝强度。

yanfeng xitong

烟风系统 (flue gas and air system) 锅炉燃烧系统中将冷空气升压、加热后送往磨煤机和燃烧器的空气管道，和将燃烧产物从炉膛中抽出、经净化后排至烟囱或部分返回磨煤机的烟气管道、管道附件和相关设备所组成的系统。

烟风系统组成 分为烟气系统、冷风系统和热风系统三个部分。烟气系统包括空气预热器烟气侧出口至烟囱前的烟道，烟气再循环管道，磨煤机干燥用高、低温烟道，混合室至磨煤机进口干燥管及相关设备。冷风系统包括引风口至空气预热器空气侧入口的冷风道，磨煤机及其他调温用压力冷风道，双进双出钢球磨煤机旁路冷一次风道，磨煤机、给煤机的密封风管道，炉膛火焰检测器冷却风道，微正压锅炉的密封风道，锅炉尾部支承梁冷却风道及相关设备。热风系统包括空气预热器出口风道、燃烧器二次风道、热风送粉热风道、磨煤机干燥热风道、排粉机进口温风道、热一次风机进口热风道、烟气干燥混合器热风道、热风再循环管道、锅炉间热风联络管、三次风喷口冷却风道、风扇磨煤机密封风道、空气预热器低温段出口至磨煤机和排粉风机的温风道、双进双出钢球磨煤机旁路热一次风道。对于循环流化床锅炉，热一次风通过风道点火器进入风室为炉膛提供床料流化风，并向风力播煤装置提供播煤风及向给煤点提供密封和吹扫风等；设有流化风系统以满足锅炉各部件，如流化外置床、流化床式冷渣器、回料器和回料腿等对流化用风的要求。

煤粉锅炉通常采用双进双出平衡通风系统，设有两台送风机、引风机和一次风机，当其中一侧风机因故停用时，另一侧风机需满足锅炉最低不投油稳燃负荷的需要。因此，冷、热一次风需设置炉前环形联络管，冷、热二次风需设置就近联络风道，除尘器进口或出口需设置联络烟道。冷二次风的联络风道和联络烟道的通流截面积按 30%～35%锅炉最大连续出力的烟风量设计。

风机设置 见风机选择。

风门设置 在空气预热器热端烟风侧需设置风门，空气预热器冷端烟风侧、除尘器进出口和联络烟道一般不设风门；引风机的进出口、送风机和一次风机出口均需设风门。在磨煤机入口冷、热风道上通常各设两道风门，按气流方向隔离阀在前，调节阀在后。当磨煤机采用大气式冷风门调温方式时，冷风门应在调节阀之后的负压区内。对正压直吹式制粉系统，磨煤机入口的热风隔离阀需采用气动快关式严密关断阀；循环流化床锅炉冷一次风机出口宜选用液（压）动插板阀。

空气加热系统 提高进风温度，防止空气预热器产生低温腐蚀和堵灰的设施。可根据气象、煤质条件，通过技术经济比较，选用暖风器或热风再循环等系统。

评估空气预热器低温腐蚀和堵灰危险性，通常以空气预热器冷端平均温度（ACET）作为指标。

ACET=（空气预热器入口空气温度
+不考虑漏风修正时的排温烟度）/2

ACET 的最小值与燃料特性及受热元件的材质有关：燃料含硫较高时，要求 ACET 值也较高；采用表面涂瓷的受热元件，其 ACET 值可比采用碳钢元件时低。

（1）暖风器系统。采用回转式空气预热器的锅炉大多选用暖风器系统。对于回转式三分仓空气预热器，当烟气先加热一次风时，可不设一次风侧暖风器。暖风器的设置部位根据环境温度和冷风道布置条件确定，在严寒地区，一般布置在风机进口侧的水平风道上。当布置在风机出口风道侧时，可根据布置条件首选倾斜式或立式布置方式。对年使用小时数不高的暖风器，可采用移动式结构。

（2）热风再循环系统。通常应用于管式空气预热器，燃用较低硫分和灰分的煤种，以及环境温度较高的地区。回转式空气预热器采用该系统时应满足风机和风道的防磨要求，热风抽出口应布置在烟尘含量低的部位，而热风再循环率不宜大于 8%。

yanqi chengfen jiance

烟气成分检测 (flue gas composition measurement) 烟气中各组分的定量分析。检测确定烟气成分，对于确定燃烧产物中化学未完全燃烧损失、计算过量空气系数以判断燃烧情况，以及控制有害气体（如 SO_2 和 NO_x 等）的排放量等都是十分重要的。烟气成分检测使用烟尘连续监测仪，以及二氧化硫（SO_2）、氮氧化物（NO_x）、一氧化碳（CO）、氧（O_2）分析仪等。

烟气成分准确检测的首要条件是分析气样应具有代表性。为加快检测系统的响应，应尽可能缩短取样管路，可将取样器设置在大口径旁通烟道内，或直接在烟道内装置内置式检测元件。

根据 GB 13223—2011《火电厂大气污染物排放标准》的规定，烟气连续在线监测项目主要包括：颗粒物（烟尘）、二氧化硫（SO_2）和氮氧化物（NO_x），2015 年还将增加汞及其化合物的监测；为判断锅炉的燃烧质量，使过量空气系数保持在一定范围内，还应了解炉烟中可燃气体一氧化碳的含量，因此还需检测氧含量和一氧化碳的含量。（见烟气排放监测）

烟尘连续监测仪 连续监测烟尘的方法在 GB/T 16157—1996《固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法》中有明确的要求，常采用颗粒物等速采样法。该方法是将烟尘采样管由采样孔插入烟道中，使采样嘴置于测点上，正对气流，按颗粒物等速采样原理，即采样嘴的吸气速度与测点处气流速度相等，抽取一定量的含尘气体，根据采样管滤桶上所捕捉到的颗粒物量和同时抽取的气体量，计算出排气中颗粒物的浓度。

二氧化硫（SO_2）分析仪 连续监测 SO_2 有多种方法。在 GB 13223—2011 中明确采用的是碘量法、定电位电解法和非分散红外吸收法。

氮氧化物（NO_x）分析仪 连续监测 NO_x 有多种方法。在 GB 13223—2011 中明确采用的是紫外分光光度法和盐酸萘乙二胺分光光度法。

一氧化碳（CO）分析仪 连续监测 CO 有多种方法，多采用红外分析法。CO 对红外线有按波长选择性吸收其能量的效应，这个波长称为 CO 的特征吸收带或特征波长。将

红外线通过待测烟气，测量透过烟气后 CO 特征波长上的红外辐射强度，就可得到烟气中所含 CO 的浓度。

氧（O_2）分析仪　火电厂中常用的氧分析仪有热磁式氧量仪和氧化锆氧量仪。

（1）热磁式氧量仪。利用烟气成分中氧的磁化率特别高这一物理特性来测定烟气中的含氧量。氧为顺磁性气体，在不均匀磁场中受到吸引而流向磁场较强处，在该处设有加热丝，使该处氧的温度升高而磁化率降低，因而磁场吸引力减小，受后面磁化率较高的未被加热的氧分子推挤而被排出磁场，由此造成"热磁对流"或"磁风"现象。在一定的气样压力、温度和流量下，通过测量磁风大小就可测得气样中的含氧量。根据磁风测量方法和敏感元件结构的不同，热磁氧量计又可分为外对流式、内对流式和磁力机械式等类型。

（2）氧化锆氧量计。以掺杂有一定数量氧化钙或氧化钇的烧结氧化锆作为固体电解质的氧浓差电池，氧化锆管内外两侧用高温烧结等方法贴附上金、银或铂的多孔性电极和引线，当分置两侧的被测气体和参比气体的总压相等时，可通过测量电极上的浓差电动势来检测被测气体氧含量。测量时应控制电极温度为定值或采用温度补偿措施，电极通常工作温度为 750～900℃。

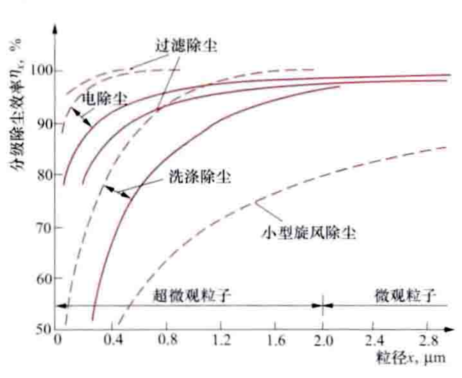
yanqi chuchen

烟气除尘　(flue gas dust removal)

除去或降低烟气中飞灰含量的措施。20 世纪 80 年代以前，中国电厂烟气除尘控制以文丘里水膜除尘器（含斜棒栅）等湿式除尘器为主，另有少量的电除尘器、机械除尘器（如旋风除尘器）等。为满足日益严格的排放标准要求，电厂烟气除尘技术由机械除尘、湿式除尘向电除尘、袋式除尘、电袋复合除尘技术发展。20 世纪 90 年代中期，电除尘器约占装机总量的 65%。2000 年以后袋式除尘器开始在中国燃煤电厂得到工程应用。2010 年末，燃煤电厂烟气除尘形成了以电除尘器（约占 94%）为主，袋式除尘器（约占 5.5%）和电袋复合除尘器为辅的格局。火电厂中常用的除尘装置有旋风除尘器、湿式除尘器、静电除尘器、袋式除尘器和电袋复合除尘器等。

除尘器的除尘效率随粉尘特性、除尘器结构和运行工况的差异而有所不同。图示为火电厂常用的四种除尘器的分级除尘效率曲线。

旋风除尘器　使气流在圆筒体内旋转运动，借作用于尘粒上的离心力，把粉尘从气流中分离出来的装置。旋风除尘器结构简单，无转动部件，造价低，制造、安装、运行、维护方便，应用于许多工业生产领域。但在火电厂中，由于旋风除尘器的除尘效率较低（约为 85%）、



各种除尘装置的分级除尘效率

压力损失大（400～1300Pa），除在小型层燃锅炉上使用较多外，在大型煤粉锅炉上很少采用。

湿式除尘器　用水或其他液体形成的液网、液膜、液滴与含尘气体接触，通过惯性碰撞、扩散、拦截和沉降作用而捕集尘粒的除尘器。火电厂中常用的湿式除尘器有旋风水膜除尘器、斜棒栅除尘器和文丘里管除尘器。

静电除尘器　利用强电场使气体电离，粉尘荷电，并在电场力作用下分离、捕集粉尘的装置，亦称电除尘器。静电除尘器具有除尘效率高（大于或等于 99.8%），阻力损失小（100～300Pa），能耗少（0.1～0.6W·h/m^3），耐高温（小于或等于 350℃），对粉尘的特性敏感（最适宜的粉尘比电阻范围为 10^4～5×10^{10}Ω·cm）等特点，在采用高频电源、湿式除尘技术后对高比电阻的适应性有较大改善。（见静电除尘器）

袋式除尘器　利用多孔的过滤元件从含尘气体中捕集粉尘的除尘设备，除尘效率大于 99.9%，烟尘排放浓度小于 20mg/m^3，广泛应用于燃煤发电及钢铁、有色冶金、水泥、机械等行业的炉窑和环境除尘。（见袋式除尘器）

电袋复合除尘器　将静电和袋滤两种除尘机理有机结合的高效除尘设备。充分发挥了两种除尘器各自的优点，同时克服了各自的缺点，提高了整机的综合性能，特别适用于老机组的静电除尘器改造。（见电袋复合除尘器）

在选择除尘设备系统时，除考虑粉尘排放标准、除尘设备的除尘效率、灰渣综合利用途径和有关技术经济指标外，还应掌握：①粉尘特性，包括粒径分布、浓度、密度、比电阻、磨损性、黏结性、吸湿性、放射性和化学成分及回收价值；②烟气特性，包括流量、温度、压力、湿度、成分、腐蚀性和反应活性。火电厂常用除尘器的性能见下表。

火电厂常用除尘器的性能

型　式	适用粒径范围 (μm)	总除尘效率 (%)	阻　力 (Pa)
静电除尘器	0.05～20	≥99.8	100～300
袋式除尘器	0.05～20	≥99.9	900～1500
旋风除尘器	3～100	70～85	400～1300
水膜除尘器		85～90	600～1200
文丘里除尘器	0.1～100	92～95	800～1700

2011 年中国单位火电发电量烟尘排放量为 0.4g/(kW·h)，电力烟尘年排放量为 155 万 t 左右。

yanqi duozhong wuranwu lianhe tuochu jishu

烟气多种污染物联合脱除技术　(multi-pollutant integrated control technologies)

同时脱除 SO_2、NO_x、Hg 等污染物的技术。特别是指在装置上尽量一体化、技术上相互增效，以达到深度脱除的效果。多种污染物联合脱除技术是燃煤发电机组烟气净化的重要发展方向，多数处于研究开发阶段。

真正体现一体化联合脱除 SO_2/NO_x 的已有小试或中试的技术方法，大致可分为以下五类：① 炉内或烟道内碱喷射技术，喷射的吸收剂如钙基化合物与尿素的水溶液，$NaHCO_3$、石灰或石灰/飞灰水浸浆液等；② 在湿式石灰石法烟气脱硫工艺所用的石灰石浆液中加入促进 NO 和零价

Hg 的溶解或吸收的添加剂，如臭氧氧化法和湿式氧化法；③ 采用固体吸收剂吸附/再生工艺，如 NOXSO 工艺采用碳酸钠吸收剂（以多孔氧化铝球为载体），以及用活性炭、氧化铜、氧化锌做吸收/催化剂的工艺；④ 利用气/固催化反应原理的工艺，如 SNOX 工艺和 DESONOX 工艺；⑤ 在电子束辐照下使烟气中的 SO_2 和 NO_x 与喷入的氨反应以达到同时脱除的目的，此外还有脉冲电晕等离子体法。在上述一体化技术方法中，已得到工业示范应用的只有 SNOX 和 DESONOX 工艺，以及活性炭法联合脱除工艺。

SNOX 工艺　丹麦托普索（Halder Topsoe）公司开发的联合脱除 NO_x 和 SO_2 的技术。它采用两种固体催化剂，在系统中先后完成 SCR 工艺脱除 NO_x 和将 SO_2 转化为 SO_3 的过程，最终烟气所含 SO_3 在 WSA 冷凝塔（wet-gas sulfuric acid tower）内冷凝成高浓度的硫酸。此工艺方法也称 WSA-SNOX 法。该工艺于 1987 年开始 1 万 m^3/h 烟气量的半工业试验，随后于 1991 年在丹麦 NEFO/ELSAM 的一座燃煤电厂 300MW 机组上安装投运了一套全烟量示范系统，如图 1 和图 2 所示。

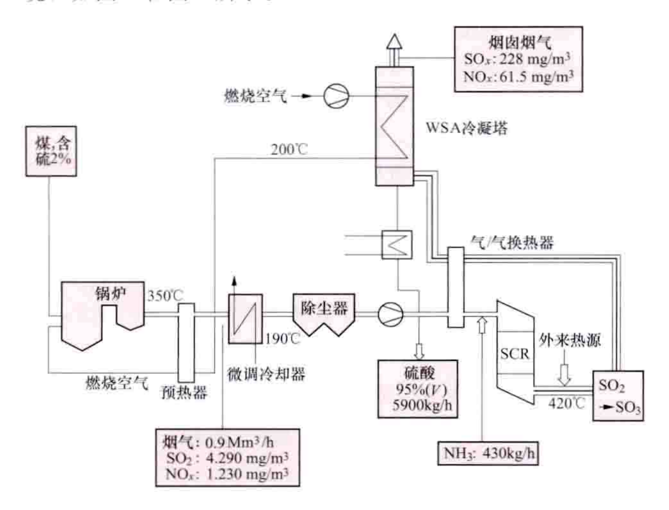


图 1　用于 300MW 机组的 SNOX 工艺原则系统

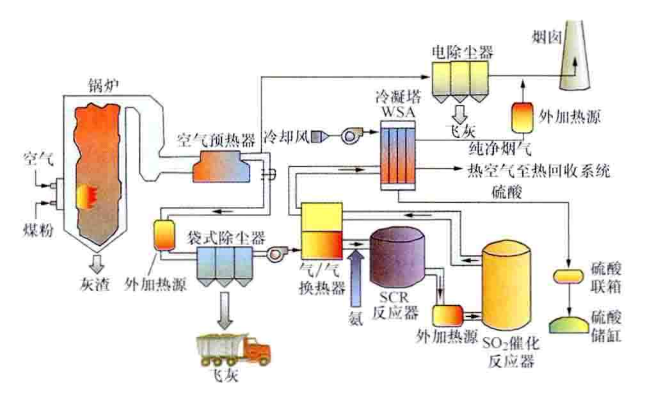


图 2　SNOX 联合脱 SO_2/NO_x 技术

新型的袋式除尘器可将烟气粉尘含量降到 $5mg/m^3$，以减少下游的反应塔清灰次数。烟气经气/气换热器被加热到 SCR 运行温度 380～400℃ 后喷入氨（SCR 运行条件见烟气脱硝）。SCR 塔下游即为填充硫酸催化剂的 SO_2 转化塔；它要求的操作温度为 400～420℃。在其中除 SO_2 被催化氧化为 SO_3 外，烟气中的微量 CO、C_mH_n 及残氨等也大多被氧化成水及 CO_2。离开转化塔后，烟气在气/气换热器及其后的 WSA 冷凝塔逐步被冷却到约 100℃，所含 SO_3 水合凝结成浓度约 95% 的硫酸。考虑到气/气换热器约有 1%～2% 的烟气泄漏，故系统的 NO_x/SO_2 典型总脱除率约为 95%。这种工艺方法还有以下优点：①由于操作温度高及 SO_2 转化塔可分解残氨，系统中不会出现硫铵盐黏附及氨逃逸量超标等问题；②可以从 SO_2 转换及硫酸冷凝等一系列反应中多回收热能，认为如煤含硫 2%～3%，则回收的热能可补偿系统的总能耗；③脱 NO_x/SO_2 单位成本较低，而且由于硫酸收益的补偿作用，燃煤含硫越高，成本可以越低；④SCR 催化反应塔结构尺寸有可能小于常规布置；⑤无废水废渣排放。

美国 CCT 计划项目中也在奈尔斯（Niles）电厂一台旋风燃烧锅炉上抽取相当于 35MW 电功率的烟气进行了 SNOX 工艺示范。项目已于 1996 年全部结束。在燃煤含硫 3.4% 条件下的主要效果如下：① 在原烟气 SO_2 浓度 $5700mg/m^3$（标准状态下）条件下的脱硫率超过 95%；②在原烟气 NO_x 浓度 1000～$1400mg/m^3$（标准状态下）条件下 NO_x 平均减排率 94%；③回收硫酸纯度超过一级酸；④SO_2 催化剂有效地消除了 CO、C_mH_n 和残氨排放。

在意大利西西里也有一台容量约 30MW 燃用石油焦的机组采用 SNOX 工艺，于 1991 年投运。

DESONOX 工艺　由德国德固赛公司（Degussa）、兰吉斯公司（Lentjes）和鲁奇公司联合开发。它的特点是将 NO_x 还原催化剂与 SO_2 氧化催化剂一同装入一个联合催化反应塔内，并采用较高的运行温度（>450℃）。第一套工业系统装在明斯特（Munster）电厂 3 号供热机组上。锅炉热功率 98MW，烟气流量 12.6 万 m^3/h，1988 年投入运行。工艺流程见图 3。该炉采用了高温电除尘器，出来的 450～460℃ 烟气加氨混合后直接进入联合反应塔内，先经过 NO_x 还原催化层使 NO_x 被 NH_3 还原成 N_2，其作用原理如 SCR 工艺，然后通过氧化催化层使 SO_2 转化为 SO_3。从联合反应塔出来的高温烟气经锅炉给水加热器、空气预热器和气/气换热器冷却到 SO_3 酸露点温度以下，即可形成硫酸溶液被析出。随后烟气再经洗涤塔进一步冷却分离，最终得到浓度 70% 的硫酸，也可再进一步提取 HCl 和 HF 酸。洗涤塔排出的低温烟气（40℃）须先经湿式静电除尘器除去所含硫酸气溶胶微粒，再经气/气换热器升温到 80℃ 排入烟囱。该系统在原烟气 NO_x 浓度 800～$900mg/m^3$、SO_2 浓度 $1800mg/m^3$ 条件下，达到 NO_x 脱除率 95%，SO_2 脱除率大于 93%，而无残余 NH_3 逃逸。

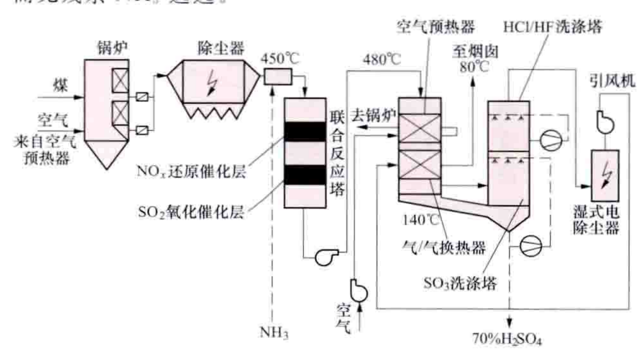


图 3　明斯特电厂 3 号机组 DESONOX 装置简化工艺流程

yanqi gongwuran ji kongzhi jishu

烟气汞污染及控制技术 (flue gas mercury pollution and control technologies) 烟气汞污染是指由烟气中的含汞元素及其化合物造成的环境污染。燃煤电厂的汞污染主要来源于燃煤所排放的烟气、脱硫废水和灰渣中含有的微量汞。此外，垃圾焚烧发电是另一大汞污染来源。汞污染控制技术是降低汞及其化合物排放的技术措施，主要集中在燃烧前、燃烧中和燃烧后脱汞三个方面。

煤燃烧过程中汞污染物形成与热力学演化　当温度高于700～800℃时，汞的各种化合物会处于热力学不稳定状态，可能分解为 Hg^0。煤粉炉炉膛温度范围约为1200～1500℃，在温度高于800℃的燃烧区内，随着煤中黄铁矿、朱砂（HgS）等含汞物质的分解，几乎所有煤中的汞（无机汞和有机汞）均转变为 Hg^0，并以气态形式停留于烟气中。极少部分的汞在灰渣形成过程中直接留存在灰渣中。

烟气流出炉膛经过各种换热设备后温度逐渐降低，烟气中的汞继续发生变化。一部分 Hg^0 通过物理吸附、化学吸附和化学反应等途径，被残留的炭颗粒等表面吸收，形成颗粒态汞（如 Hg^0、$HgCl_2$、$HgSO_4$、HgS）；一部分 Hg^0 在烟气温度降到一定范围时，与烟气中的其他成分发生反应，形成氧化态汞（Hg^+、Hg^{2+}）的化合物。均相反应中，汞和含氯物质之间的反应是主要形式；其他烟气组分如 O_2 和 NO_2 等均可促进转化成 Hg^{2+}；另一部分 Hg^0 在烟气中颗粒物的作用下，在颗粒物表面和烟气组分之间发生非均相反应生成 Hg^{2+}。飞灰中的 CuO 和 Fe_2O_3 则对汞形态的转化起一定的催化作用。烟气中的 NO_2 抑制汞在飞灰表面的吸附，但可以促进 Hg^0 的形态转化。总之，烟气中汞的形态分布比较复杂，受到煤种、烟气温度、反应条件、气体成分、飞灰成分等多种因素的综合影响。

汞污染控制的相关标准　国际上正致力于汞污染的环境现状研究，制定相关标准，寻找控制汞污染的有效途径。中国汞污染控制的相关标准中，卫生标准规定居民区大气中汞浓度不超过0.003mg/m³，地面水最高容许标准为0.001mg/L，生活饮用水卫生标准为0.001mg/L；GB/T 13223—2011《火电厂大气污染物排放标准》则规定燃煤锅炉汞及其化合物的污染物排放限值为0.03mg/m³。美国的汞及其他有毒有害气体排放标准中按煤种规定了燃煤发电厂的汞排放限值，欧盟、加拿大等也规定了类似的汞排放限值。

燃煤电厂汞污染控制技术　首选协同脱除技术，主要集中在燃烧前、燃烧中和燃烧后脱汞等三个方面，以燃烧后脱汞技术的研究最为广泛。燃烧前脱汞，通过浮选法除去原煤中的部分汞，从而阻止汞进入燃烧过程。燃烧中脱汞，主要通过改进反应釜和控制合适的燃烧温度，使汞形成易于捕集的形态。燃烧后脱汞，主要是通过改进现有的污染控制设备的操作，如活性炭吸附剂注入等。

燃煤电厂脱汞是基于汞吸附、二价汞水溶性高且挥发性低、可发生络合和螯合反应等化学特性设计不同的工艺技术，主要有：

（1）燃烧添加剂技术。在煤上喷洒微量的以溴素或溴化物为主的添加剂，在与煤共同的燃烧过程中会释放氧化剂和碱性物质，可将烟气中的元素态汞转化成氧化态汞，并通过后面的飞灰吸附、除尘捕集和湿法捕捉。

（2）除尘器前吸附剂喷射技术。将以溴化活性炭为主的少量吸附剂均匀喷射至空气预热器前（或后）的烟道中，吸附脱汞后随飞灰被除尘器捕集脱除。

（3）稳定剂固汞防溢技术。与煤基脱汞添加剂联合使用，煤基脱汞添加剂在燃烧中释放出氧化剂将促进元素汞的氧化，氧化态汞随烟气在湿法脱硫塔内被洗涤进入浆液。当浆液中 Hg^{2+} 浓度达到一定数值时，汞洗涤效率就会下降，可添加稳定剂，通过络合作用固定汞等重金属元素，提高汞的洗涤效率。

（4）络合剂絮凝脱汞技术。向脱硫废水中添加对汞具有高亲和性和选择性的有机高分子螯合剂或络合剂，促进絮凝物产生，通过沉淀、过滤除汞。

烟气中汞浓度的测量　汞浓度的仪器分析方法较为成熟，监测的难点在于采样。烟气中汞浓度的主要测量方法有安大略法（Ontario hydro method，OHM）、30B法和在线监测分析法（Semi-Continuous Emission Monitor，SCEM）三种。其中，安大略法采用等速取样、加热和防止吸附的手段，具有真实样品的代表性和准确性，被美国环境保护署（EPA）和能源部（DOE）等机构推荐为美国汞的标准测试和分析方法。30B法对烟气进行抽气采样，用活性炭吸附烟气中的汞，只能测得总汞含量，但操作简单，适合仅有日均值监测要求的场合，在美国电厂汞排放监测中较多应用。在线监测分析法对气态总汞的测量与安大略法较为一致，但对元素汞的测量结果差异较大。

20世纪90年代初期开始，美国等开始了火电厂汞排放控制基础研究，90年代后期开始汞排放测量研究；2000年开始实地测试，并展开溴化活性炭除汞等技术研究；其后美国部分州制定了较为严格的政策控制火电厂的汞排放；2011年12月，美国环保署发布了《汞及有毒气体标准》（Mercury and Air Toxics Standards，MATS）以限制燃煤电厂的汞排放。中国则在GB 13223—2011《火电厂大气污染物排放标准》中新增了燃煤电厂烟气排放中的汞排放浓度的限值。

参考书目

杨凯．固定污染源烟气汞监测技术与设备．北京：中国电力出版社，2012.

郑楚光，张军营，赵永椿，等．煤燃烧汞的排放及控制．北京：科学出版社，2010.

王立刚，刘柏谦．燃煤汞污染及其控制．北京：冶金工业出版社，2008.

yanqi paifang jiance

烟气排放监测 (monitoring of boiler flue gas) 用国家规定的测试方法测定和监视烟气中污染物质的浓度。通过对烟气排放的监测，判断污染物浓度是否符合国家和地方规定的排放标准，评价烟气净化装置的效果，并据此制订改进措施。烟气中有多种污染物，优先监测哪些污染物，应根据它们对环境的危害程度、是否已有准确可靠的监测方法，以及国家是否已有排放标准或其他规定等三条原则综合考虑确定。

监测项目　以烟尘、SO_2、氮氧化物（NO_x）和总汞为主，并同时测定烟气辅助参数。通过计算，确定烟尘、SO_2、NO_x、汞的排放浓度和排放量。

烟气采样　烟气监测应采集有代表性的样品，以保证监测数据的可靠性。采样方法或采集系统应根据污染物的不同特性进行选择。烟气中的烟尘颗粒大小不一，它们的运动特性和浓度分布各异，必须用网格法进行采样，且采样位置必须优先选择在垂直烟道，避开烟道弯头和断面等急剧变化的部位，即优先选择在流场稳定、烟气混合均匀的部位。对于圆形烟道，采样孔应设在包括各测点在内的互相垂直的直径线上，按烟道直径不同，可选择1～5个等面积环、1～2个测量直径、1～20个测点进行测定。对矩形或方型烟道，采样孔应设在包括各测点在内的延长线上，将烟道断面分成适当的等面积小块，各块中心即为测点。当烟道布置不能满足要求时，可增加采样线和测点。气态污染物SO_2、NO_x和总汞，在流通断面上的浓度分布一般比较均匀（除漏风区或死角处），采样位置应避开涡流区，在选取的断面中心点附近抽取烟气即能得到有代表性的样品。

间断监测　定期、定点在现场采样，一般在实验室进行分析定量。优点是定量准确，一般用于鉴定净化装置的性能和校验连续自动检测仪的准确性；缺点是不能及时反映污染物排放的变化情况，不能满足当前环境监督、管理和控制的要求，工作量大，对人员的技术要求较高。

(1) 烟尘测定方法。用自动烟尘测试仪经等速采样后烟尘收集在滤筒里，干燥恒重后即可计算烟尘浓度。一般需重复取样数次，取平均值。

(2) 气态污染物（SO_2和NO_x）测定方法。分为人工采样分析和仪器直接采样分析两种。①人工采样分析：采样时通过带有过滤头的采样管，将污染物收集在吸收瓶中的吸收液中，然后用国家规定的方法在实验室对吸收液进行测量，再计算其在烟气中的浓度。SO_2和NO_x分别采用不同的吸收液。②仪器直接采样分析又分为直接法和稀释法：直接法为用伴热管线直接从烟道中连续地抽取烟气，将部分样气送入分析仪中，用红外或紫外光度法直接测定烟气中SO_2和NO_x的浓度；稀释法为利用干燥、清洁的仪表空气对样气进行精确的稀释，稀释后的样气送入分析仪中，用红外或紫外光度法测定稀释样气中SO_2和NO_x的浓度。

(3) 气态污染物总汞测定方法。基本为人工采样分析，烟气中的汞被酸性高锰酸钾吸收溶液吸收，并氧化成汞离子，汞离子被氯化亚锡还原为原子态汞，通过载气将汞蒸气从溶液中吹出带入测汞仪，用冷原子吸收分光光度法测定。

连续监测　对烟气排放污染物进行连续、实时地跟踪测定浓度，全年有效监测时间一般不低于发电机组运行时间的75%，每小时的测定时间不得低于45min。连续监测可实时掌握烟气中污染物的排放情况，并在出现超标排放时及时采取控制措施，防止造成环境污染。中国大部分火电厂都安装了烟气排放连续监测系统。

火电厂烟气排放连续监测系统（CEMS）是由颗粒物监测子系统、气态污染物监测子系统、烟气排放参数测量子系统、数据采集、传输与处理子系统等组成的。通过采样和非采样方式，测定烟气中颗粒物浓度、气态污染物浓度，同时测量烟气温度、烟气压力、烟气流速或流量、烟气含湿量（或输入烟气含湿量）、烟气氧量（或二氧化碳含量）等参数；计算烟气中污染物浓度和排放量；显示和打印各种参数、图表，并通过数据、图文传输系统传输至固定污染源监控系统。系统应在严格质量控制下运行，除监测仪器具有自动校准等功能外，还需要用参比方法在烟道内对烟气CEMS（含取样系统、分析系统）检测结果进行相对准确度、相关系数、置信区间、允许区间、相对误差、绝对误差等的比对检测，CEMS应每半年校验一次，以保证监测数据的准确性。

连续自动监测仪表由于其测量原理不同而不同。如用于监测SO_2的有紫外荧光法、红外吸收法、紫外吸收法等；用于监测NO_x的有化学发光法、脉冲荧光法、红外吸收法、紫外吸收法等；用于监测烟尘的有激光浊度法、光线散射法等。选择仪器时，除考虑仪器自身的性能外，还应考虑烟气的排放温度、湿度、成分、共存物质的干扰性、污染物质浓度等因素。

yanqi tuoliu

烟气脱硫

（flue gas desulphurization，FGD）　用吸收剂（反应剂）脱除燃料燃烧所生成烟气中二氧化硫（SO_2）的工艺。烟气脱硫设备一般安装在锅炉空气预热器或除尘器之后。已开发的烟气脱硫方法有100种以上，按反应物质的状态（液态、固态）可分为湿法与干法两大类。

湿法　在火电厂应用较多或应用潜力较大的方法有：*石灰石/石灰-石膏法脱硫*、*海水法脱硫*、*氨法脱硫*、亚钠循环法脱硫、氧化镁法脱硫、双碱法脱硫等，其中以石灰石/石灰-石膏法应用最广。

石灰石/石灰-石膏法脱硫　采用石灰石或石灰做吸收剂，脱硫产物为二水石膏（$CaSO_4 \cdot 2H_2O$），可抛弃处置或回收利用。适用于处理高、中、低硫煤的烟气。

海水法脱硫　利用海水自身所含碳酸盐碱度的吸收和中和作用进行脱硫，适用于燃煤含硫量小于1.0%，且以海水为循环冷却水的直流供水的沿海电厂。排出液经中和、氧化后直接排入海域。

氨法脱硫　用氨做吸收剂，脱硫产物为硫酸铵，适用于处理中、高硫煤的烟气。

亚钠循环法脱硫　采用30%的Na_2SO_3溶液洗涤脱硫的工艺，脱硫率可达90%以上。SO_2被洗涤液吸收并反应生成$NaHSO_3$，一般采用两级吸收，运行时保持一级吸收液的饱和度在80%以上，二级吸收液的饱和度为30%左右。两级吸收多在一座塔内分段实现。从一级吸收液中分流一部分溶液引入脱析系统进行再生和回收SO_2。脱析工艺一般是将溶液加热到105～110℃，再进入蒸发器减压蒸发，使$NaHSO_3$分解产生SO_2、水蒸气和Na_2SO_3。该方法可获得纯度为99%左右的SO_2副产品，也可以制成H_2SO_4或硫磺。

氧化镁法脱硫　以水化MgO为洗涤液，与SO_2反应生成$MgSO_3$和$MgSO_4$结晶沉淀的脱硫工艺。将沉淀物经脱水、干燥后，在800～900℃温度下煅烧，使氧化镁再生。煅烧产生的炉气（含10%～16%SO_2），可用于制H_2SO_4。该方法的脱硫率可达95%以上。3台氧化镁法烟气脱硫装置正在美国的燃煤电厂运行，总容量为900MW。

双碱法脱硫　由两个相对独立的系统组成，一个系统用可溶碱液（如钠碱或氨碱等）吸收烟气中的SO_2，生成酸式盐（如$NaHSO_3$或NH_4HSO_3等）。然后分流部分溶液进入

另一个系统，用碱土化合物（如 $CaCO_3$ 或 CaO）对其进行处理，生成难溶的 $CaSO_3 \cdot 1/2H_2O$，并使可溶碱液再生，重复使用。

干法 在火电厂应用较多或应用潜力较大的方法有：烟气循环流化床法脱硫、喷雾干燥法、炉内喷钙增湿活化法、电子束法、活性炭吸附法等。

烟气循环流化床法脱硫 在锅炉尾部烟道上利用添加吸收剂的循环流化床进行烟气脱硫的工艺。该方法属干法脱硫工艺，也称气体悬浮吸收工艺。

喷雾干燥法 烟气与被喷成雾状的石灰浆液在干燥吸收塔内进行反应的脱硫工艺。该法属干法脱硫工艺。因添加的吸收剂呈湿态，而脱硫产物呈干态，也被称为半干法。在钙硫摩尔比 1.2～1.5 时，脱硫率可达 75%～85%，脱硫产物为 $CaSO_4$、$CaSO_3$、未完全反应的 CaO 和飞灰等混合物。该法适用于处理低、中硫煤的烟气。该方法的优点是系统简单、运行可靠、投资低、能耗小，脱硫产物呈干粉状，无废水排放。缺点是要用石灰作吸收剂、干燥吸收塔内壁易结垢、雾化装置易磨损或堵塞、脱硫灰渣难以利用。最大的喷雾干燥设备装在美国拉勒米河（Laramie River）电厂的 3 号机组（586MW）上，于 1988 年投入运行。

炉内喷钙增湿活化法 向锅炉炉膛温度为 850～1150℃ 的区域喷入吸收剂，并采用烟气增湿活化的脱硫工艺，是燃烧脱硫与烟气脱硫的结合。该法适用于处理低、中硫煤，在 Ca/S 为 2.5 时，系统脱硫率可达 60%～80%，脱硫产物 $CaSO_4$、$CaSO_3$ 及未参与反应的 CaO、$CaCO_3$ 等与飞灰混合排出。该法的优点是：系统简单、投资省、占地面积小；可用廉价、来源广的石灰石；脱硫产物呈干态，无废水排放问题。缺点是：石灰石利用率低，仅为 35%～40%；脱硫后烟气粉尘浓度增高，静电除尘器粉尘负荷加重；对锅炉的热效率和受热面积灰有不良影响。南京下关电厂的两台 125MW 机组上装有这种脱硫装置，于 1999 年投入运行，现已关停。

电子束法 利用电子束照射烟气所产生的自由基等强活性基团氧化烟气中的 SO_2 和 NO_x，并与加入的氨进行反应，生成硫酸铵和硝酸铵的脱硫工艺。该工艺的主要特点是：属干法处理过程，不产生废水和废渣；能同时脱硫、脱硝，并可达到 90%以上的脱硫率和 80%以上的脱硝率；系统简单，操作方便，过程易于控制；适用于处理中、高硫煤；对锅炉负荷变动的适应性较好；副产品为硫酸铵和硝酸铵混合物，可用作化肥；能耗较大。脱除 90%SO_2 和 80%NO_x 时能耗为 4.8%；脱除 70%SO_2 和 60%NO_x 时能耗为 2.9%。1997 年 5 月曾在中国成都热电厂建成处理烟气量（标准状态）为 30 万 m^3/h 的电子束脱硫示范工程，当 SO_2 入口浓度为 $(500\sim2500)\times10^{-6}$ 时，脱硫率达 80%以上，附加脱硝率为 18%。

活性炭法 利用活性炭的吸附催化作用脱除烟气中的 SO_2，可回收硫酸或元素硫。如在此基础上，再增设一级活性炭吸收塔，并在塔前喷入氨，可使 NO_x 还原成 N_2，从而联合脱除烟气中 SO_2 和 NO_x。该工艺的主要特点是：脱硫效率高，可达 95%以上；可同时脱除烟气中的二噁英、汞等有害物质；可回收副产品；活性炭损耗较大，运行电耗高（约为 3.3%）；活性炭相对易燃，运行安全要求高。

应用与发展 烟气脱硫是常规火电厂控制大气 SO_2 污染的主要手段，在美国、日本、德国等发达国家，几乎所有燃煤电厂均安装烟气脱硫装置。据伦敦国际能源机构煤炭研究中心对美国和全世界的调查统计，1998 年已投入运行的烟气脱硫装置中，美国采用石灰石/石灰-石膏法的占 96.5%，钠法（如亚钠循环法）占 3.3%，海水洗涤法占 0.1%，其他方法占 0.1%；全世界采用石灰石/石灰-石膏法的占 97.8%，钠法占 1.4%，海水洗涤法占 0.6%，其他方法占 0.2%。

从 20 世纪 70 年代中期起，中国电力部门就开始致力于脱硫的试验研究，开展了石灰石洗涤法、亚钠循环法和活性炭吸附法等工艺的试验研究工作，试验规模为处理烟气量 2500～10 000m^3/h（标准状态）。80 年代中期，扩大了试验规模，在四川白马发电厂建立了处理烟气量为 7 万 m^3/h（标准状态）的旋转喷雾法工业试验装置，同期还开展了活性炭吸附磷铵肥法烟气脱硫。1992 年 3 月和 5 月，重庆华能珞璜发电厂配 2 台 360MW 机组的两套湿式石灰石洗涤法烟气脱硫装置分别投产，是中国首次在大容量机组上应用烟气脱硫装置。随后，山东黄岛发电厂的喷雾干燥法、太原第一热电厂的简易湿式石灰石洗涤法、成都热电厂的电子束照射法、南京下关电厂的炉内喷钙增湿活化法、深圳西部电厂的海水洗涤法等烟气脱硫装置，作为工业示范试验装置先后投产。2005～2010 年，中国燃煤电厂烟气脱硫装置增长迅速，2010 年全国新增燃煤脱硫机组装机容量为 1.07 亿 kW，火电脱硫机组装机容量达到 5.78 亿 kW，占全部火电机组装机容量的比例从 2005 年的 12%提高到 82.6%。其中，石灰石/石灰-石膏法是主要的脱硫方法，占 92%，海水法占 3%，烟气循环流化床法占 2%，氨法占 2%，其他占 1%。

yanqi tuoliu xitong kongzhi

烟气脱硫系统控制 (flue gas desulfurization system control) 对火电厂燃煤锅炉烟气脱硫系统的工艺过程实施控制的统称。石灰石湿法脱硫工艺在火电厂烟气脱硫中应用最为广泛，海水脱硫也有一定的应用。其控制内容因脱硫工艺的不同而有所不同。

脱硫系统的控制方式经历了独立和集中控制两个阶段。脱硫系统在火电厂应用初期，由于工艺系统上采用了旁路烟道，系统的运行相对独立。控制采用独立的分散控制系统（DCS）来实现，在脱硫区域附近设有脱硫控制室和电子设备间，运行人员在脱硫控制室通过脱硫控制系统的人机接口，实现脱硫系统的正常运行工况的监视、控制和异常工况的处理。仅将脱硫系统运行信息送到电厂的集中（单元）控制室，供机组运行人员监视。随着烟气污染物排放标准的提高，火电厂的脱硫系统与机组同步建设，并取消了旁路烟道，脱硫系统已成为锅炉的辅助系统，逐渐将脱硫系统的控制纳入机组的 DCS，在集中（单元）控制室进行监视与控制。仅在脱硫区域设置供调试及事故处理用的操作员站及工程师站，脱硫控制系统的机柜仍然布置在脱硫区域的电子设备间内。21 世纪初，也有采用基于现场总线技术的控制系统。

石灰石-石膏湿法脱硫系统控制 对脱硫工艺包括吸收剂制备、吸收和氧化及烟气再加热、石膏脱水、供水及废水处理等组成部分实施的控制。

吸收剂制备控制 通过控制湿式钢球磨煤机将块状石灰石磨制成石灰石粉，再控制加入石灰石粉中的水量制成满足吸收塔吸收浓度要求的浆液，通过石灰石粉和水的比例控制达到控制浆液浓度（密度）的目的，然后用浆液循环泵打入吸收塔吸收氧化洗涤烟气。为了保证浆液不结块，需要控制搅拌器控制浆液箱的浆液始终保持液态。同时为了保证浆液供应的稳定，通过改变补充水和石灰石浆液比例实现浆液箱的液位控制。控制系统还需要对浆液循环泵出口压力、供浆密度（浓度）、浆液箱液位、工艺水流量等参数进行监视。

吸收和氧化及烟气再加热控制 通过测量原烟气中的二氧化硫（SO_2）浓度、吸收塔内浆液的 pH 值等，控制进入吸收塔的石灰石浆液量，进而达到控制 SO_2 排放指标的目的。同时还需通过控制进入吸收塔工艺水量，控制吸收塔液位在一定的范围内。经脱硫装置脱硫后的净烟气可直接排放，或者再进入烟气加热器，控制系统需要对排放烟气的温度等进行监视，当采用气/气换热器（GGH）对烟气再加热时，脱硫控制系统还需要对 GGH 进行吹灰等控制。为了实现预期的氧化效果，同时还需要对氧化风机进行控制，以保证有足够的空气进入吸收塔内。控制系统还需要对原烟气的含尘量、氧量、SO_2 含量、流量，以及净烟气 SO_2 含量、温度、压力、流量等主要参数进行监视；对吸收塔液位、氧化空气压力等进行监视。

石膏脱水控制 控制吸收塔排浆泵，将来自吸收塔的烟气洗涤后的石膏浆液排出并送入石膏旋流器。通过控制石膏旋流器、真空皮带脱水机将浆液中的水滤出，回收石膏进行综合利用。控制系统还需对真空皮带脱水机真空室密封水流量、冲洗水流量、脱水机石膏滤饼厚度等主要参数进行监视。

供水及废水处理系统控制 通过控制工艺水泵保证有足够的工艺水流量和压力，从而保证石灰石浆液制备和吸收塔所需的工艺水量，并对工艺水箱的水位进行监视。石灰石脱硫工艺中，除了形成石膏等附属产品外，还会产生废水。脱硫废水控制通过对中和剂、助凝剂等进行控制，使排放水的 pH 值达标。

海水脱硫系统控制 海水脱硫工艺包括对烟气处理及海水输送系统、海水水质恢复系统实施控制，确保排放的烟气和排入大海的海水符合环保要求。

烟气处理及海水输送系统控制 通过控制烟气挡板使烟气进入吸收塔，通过测量吸收塔出口烟气的 SO_2 含量，控制进入吸收塔的海水流量。控制海水升压泵，使吸收塔海水池水位在正常范围内。脱硫后的烟气进入 GGH，需要对 GGH 空气吹扫系统、高低压清洗系统和停运干燥加热装置进行控制，确保排放烟气温度满足环保要求。并对脱硫装置入口温度、压力、SO_2 含量、O_2 含量和含尘量，出口压力、SO_2 含量、O_2 含量，以及吸收塔水位、海水供水流量、压力、温度、海水升压泵出口压力等参数进行监视。

海水水质恢复系统控制 通过控制相应的设备和工艺使洗涤烟气后的海水达到排放标准。通过控制曝气风机得到大量的空气，与洗涤烟气后的海水在曝气池内充分氧化，使海水中的溶解氧达到饱和，将容易分解的亚硫酸盐氧化成稳定的硫酸盐，使海水的 pH 值恢复到允许排放的指标范围内。控制系统同时对排水的 pH 值、溶解氧（DO）、化学耗氧量（COD）和水温等进行监视。

yanqi tuoliu zhuangzhi anzhuang

烟气脱硫装置安装 （flue gas desulphurization device installation） 火电厂常用烟气脱硫工艺有石灰石湿法（有喷淋塔和液柱塔两种方式）、石灰半干法、海水洗涤法等（见烟气脱硫），其结构特点和安装工艺各不相同。

石灰石湿法脱硫装置安装 该装置主要包括烟气系统、SO_2 吸收系统、石灰石浆液制备系统、石膏脱水系统、废水处理系统，以及相应的电气、仪控系统。SO_2 吸收系统中吸收塔为主体设备，其安装工作主要包括壳体安装、塔内衬防腐、内部装置安装。

吸收塔壳体安装 壳体底板安装时底板与混凝土基础应紧密接触，底板平整，排水坡度符合设计要求，焊缝经打磨无缺陷并经渗透检测（PT）探伤合格，同时注意底座与基础地脚螺栓连接牢固。壳体安装有正装法和倒装法两种方法。正装法为使用吊车从下向上逐层安装、焊接，最后装顶盖；倒装法为先装上部最后一圈，再装顶盖，然后从上向下逐层安装，最后安装最下一层并与底板焊接为一体。壳体安装应注意控制塔体垂直度、直径、椭圆度、标高等误差在验收规范范围内，焊缝质量应经外观检查、PT 检验和射线探伤合格。塔体安装完毕即可进行开孔和内部支撑梁安装工作，吸收塔上开孔较多，开孔时应注意各孔（管座）的标高、水平和垂直夹角、直径（或几何尺寸）符合设计要求，各管座内外角焊缝需经外观检查和 PT 探伤合格，内部支持梁标高、位置、水平度应符合设计要求。吸收塔外部与塔壁相焊的部件焊接完毕经验收合格后即可进行吸收塔渗水试验，渗水试验合格后方可进行吸收塔防腐衬里工作。

吸收塔内衬防腐 吸收塔内所有接触腐蚀物的金属表面需进行防腐处理，防腐衬里施工按照所使用材料的相关验收规范进行。

防腐衬里施工需满足下列条件：①焊接、火焰切割工作全部结束；②吸收塔内对接焊缝应磨平，搭接、角接焊缝打磨成 $R\geqslant 5$mm 并圆滑过渡；③需内衬的表面应平整，凹坑应补焊打磨平整，凸出处应磨平，有棱角处应打磨成 $R\geqslant 5$mm 并圆滑过渡；④需内衬的表面应清洁，不得有油污、杂质、锈斑，喷砂后表面粗糙度达到 Sa2.5 级及以上；⑤工作环境温度应达到 5℃以上，相对湿度为 75%以下。

吸收塔内部件安装完毕经验收合格，脚手架拆出后即可进行吸收塔底板防腐，底板防腐完毕，固化后即可封闭人孔门，等待灌水试运。

吸收塔内部装置安装 内衬验收合格后可进行吸收塔内部件安装和外部设备、管道连接。内部件安装应从上至下进行，先装除雾器，再装喷淋层和喷嘴，最后装氧化空气管道和搅拌器。

石灰半干法脱硫装置安装 该装置主要包括烟气系统、SO_2 吸收系统、生石灰熟化及硝石灰输送系统、除尘器及输灰系统、工艺水系统，以及相应的电气、仪控系统。该装置较石灰石湿法系统简单，但体积大、占地面积较多。SO_2 吸收系统中吸收塔为主体设备。

吸收塔安装主要是壳体安装和原烟道进口文丘里管安装。壳体支座及以上部分采取正装，支座以下部分采取倒装，文丘里管在工厂制造组装合格后运至工地与塔体装为一

体。壳体安装应注意控制塔体垂直度、直径、椭圆度、标高等误差在验收规范范围内，焊缝质量应经外观检查、PT检验合格。塔体安装完毕即可进行开孔进出口烟道安装工作，开孔时应注意各孔（管座）的标高、水平和垂直夹角、直径（或几何尺寸）符合设计图纸要求。吸收塔安装完毕即可进行烟道、进回料系统接口和塔上测量设备安装，设备安装及接口完成，验收合格后封闭待用。

海水洗涤法脱硫设备安装 该装置主要包括烟气系统、SO_2吸收系统、海水供排水系统、海水恢复系统，以及相应的电气、仪控系统。SO_2吸收系统中洗涤塔为主体设备。

海水洗涤塔的安装方法和洗涤塔内施工方法与石灰石湿法脱硫系统中吸收塔的安装基本相似。不同之处为海水洗涤塔内每层喷淋层下方均设有多孔不锈钢检修平台，且设有烟气气流均布孔板，无氧化空气层，洗涤后的海水由塔下部溢流堰流出。

海水洗涤脱硫系统中占地面积最大的是海水恢复系统中的氧化槽，占地面积一般为2000～3000m^2，根据处理烟气量确定。氧化槽分为混合池、曝气池和排水池三个部分，水池均为混凝土结构，主要设备是曝气风机和空气分布管、喷嘴。曝气风机一般为离心风机，安装方法见*风机安装*。空气分布管和喷嘴安装应按设计标高和位置进行，特别是管道固定支架必须牢固，确保系统运行时能抵抗喷嘴推力产生的震动，并能自由胀缩，喷嘴角度应安装正确。

yanqi tuoliu zhuangzhi tiaoshi

烟气脱硫装置调试

（device testing of flue gas desulfurization） 火力发电机组通常采用石灰石湿法脱硫（FGD）、石灰石半干法脱硫和海水洗涤法脱硫，不同的脱硫方式调试的重点也不相同。

石灰石湿法烟气脱硫装置调试 主要包括调整吸收塔内浆液pH值、浆液密度、液气比、分析石膏品质等，使装置在保证脱硫效率的前提下运行为最佳工况。

浆液pH值 浆液的pH值对SO_2的脱除效率和系统运行可靠性有显著影响。低pH值运行时，SO_2吸收率显著降低，难以达到排放标准，同时设备腐蚀也会显著加剧。高pH值运行时，SO_2吸收率高，但pH值太高会使脱硫设备内部固体颗粒堆积而结垢，使设备堵塞。pH值以5～5.5为宜。

浆液密度 当吸收塔内浆液密度大于1150kg/m^3时，混合浆液中$CaCO_3$、$CaSO_4\cdot 2H_2O$的浓度趋于饱和，脱硫率会有所降低；浆液密度小于1050kg/m^3时，会使石膏中$CaCO_3$含量增大，石膏品质下降，浪费吸收剂，石膏旋流器旋流子磨损加快。运行中应严格控制石膏浆液密度为1050～1150kg/m^3。若浆液密度大于1150kg/m^3，应将塔内石膏排至石膏脱水系统；若浆液密度小于1050 kg/m^3，应向塔内补充石灰石浆液。

液气比 液气比决定吸收酸性气体所需要的吸收表面积，在其他参数一定时，提高液气比可使液气间的接触面积增大，脱硫效率提高。通常单纯喷雾性吸收塔，其液气比不大于25L/m^3，带筛孔板的吸收塔液气比不大于18.5L/m^3。但提高液气比会提高能耗并增加系统磨损。

石膏品质 在运行中控制足够的石膏结晶时间、稳定的pH值及适当的石膏浆液密度，则较易形成大于100μm的菱形的石膏晶体，且易于石膏分离和脱水。

在皮带脱水机的运行调试中，应准确调节皮带滑动水、真空盒密封水、真空泵密封冷却水以及滤布的冲洗水量。同时应检查滤布冲洗喷嘴的出水量及出水角度，以保证冲洗效果。可适当调整真空度和石膏层的厚度或提高排出石膏浆液的密度，保证石膏含水率低于10%。

碳酸钙及亚硫酸盐是吸收塔内化学反应的残留物，直接影响石膏品质。应控制石膏中亚硫酸盐的含量低于0.4%，石灰石原料品质、浆液粒径在设计值范围内。

石灰石半干法烟气脱硫装置调试 主要是调整吸收塔内喷雾水量、钙硫比、回灰量等使床压稳定运行，并分析排灰中含钙量等，使装置在保证脱硫效率前提下运行在最佳工况。

吸收塔内钙硫比及喷雾水量调整 根据进入吸收塔内烟气量调整钙硫比，一般控制在（1.2～1.3）∶1，并适当调整喷水量，保持吸收塔出口烟气温度在73～75℃。

回灰量调整 回灰量调整主要是控制床压稳定，回灰量过高的将引起塌床、过低会降低脱硫效率，根据吸收塔压差控制适当的回灰量，并排除多余的灰，保持塔床稳定运行。

海水洗涤法烟气脱硫装置调试 主要是调整海水喷淋量、海水排放指标等控制脱除效率和达标排放。

海水喷淋量调整 根据进入洗涤塔内烟气量和脱硫装置出口烟气SO_2浓度调节进入洗涤塔内的喷水量，使装置出口烟气SO_2浓度控制在设计范围内。

海水排放指标调整 根据调整曝气风机风压、风量和加药量调节海水品质，使海水达标排放。

yanqi tuoxiao

烟气脱硝

（flue gas denitrification，deNO_x） 向烟气中喷入氨基还原剂，在一定条件下，使氮氧化物（NO_x）还原成N_2，以脱除烟气中所含NO_x的方法。通常在采用低NO_x燃烧技术难以达到排放要求时使用。

烟气脱硝方法 已广泛进行商业应用的烟气脱硝方法主要有选择性催化还原法（SCR）、选择性非催化还原法（SNCR）和SNCR/SCR联合法。

选择性催化还原法（SCR） 利用还原剂在催化剂作用下有选择性地与烟气中的NO_x发生化学反应，生成氮气和水的方法。（见*选择性催化还原法脱硝*）

选择性非催化还原法（SNCR） 利用还原剂在不需要催化剂的情况下有选择性地与烟气中的NO_x发生化学反应，生成氮气和水的方法。（见*选择性非催化还原法脱硝*）

SNCR/SCR联合法 将还原剂喷入炉膛，利用SNCR获得部分脱硝效率，再用SCR使逸出的NH_3和未脱除的NO_x进一步发生催化还原反应。还原剂可采用尿素、液氨和氨水。对于新建、改建、扩建的600MW级及以下燃煤机组，燃用无烟煤或贫煤的燃煤机组，经技术经济比较，也可选用此工艺；还可根据燃煤机组不同时段的NO_x排放控制规划，先建设SNCR工艺，再建设SCR成为联合脱硝工艺；对于W型火焰锅炉，或煤质不稳定、负荷变化大的锅炉，

宜同步建设 SNCR/SCR 联合工艺，以满足环保排放要求。

SNCR/SCR 联合脱硝工艺由烟气反应系统、稀释水压力控制系统、还原剂计量系统、还原剂分配系统、还原剂喷射系统和催化剂系统组成。SNCR/SCR 联合脱硝工艺不设置氨/空气混合系统，也不设喷氨格栅（AIG）和烟气混合器，应根据催化剂对进口烟气流速偏差、烟气流向偏差、烟气温度偏差的要求设置导流装置。为提高脱硝效率，可在省煤器区域设置还原剂喷射器。催化剂的层数应根据脱硝效率等因素进行综合技术经济比较，一般情况下，布置1～2层催化剂。

应用和发展 SCR 技术由 Engelhard 公司研究开发，并于 1950 年申请专利，日本于 20 世纪 70 年代在燃油和燃煤锅炉上成功将研制的 V_2O_5/TiO_2 催化剂实现商业应用。SCR 是美国、欧洲和日本应用广泛的烟气脱硝技术。SNCR 技术由美国的 Exxon 公司于 1975 年开发并获得专利，并于 20 世纪 70 年代首先在日本成功投入商业应用。

中国烟气脱硝技术研究开始于 20 世纪 90 年代。1999 年，第一台 SCR 脱硝装置在福建后石电厂 600MW 机组上投入运行。截至 2011 年底，中国已投运的烟气脱硝机组容量约 1.4 亿 kW，约占火电机组装机总容量的 18%。投运的烟气脱硝机组以新建机组为主，SCR 占 95%以上。

yanqi tuoxiaoxitong kongzhi

烟气脱硝系统控制

(control for flue gas denitration system) 对火电厂燃煤锅炉烟气各种脱硝系统的工艺过程实施控制的统称。

脱硝系统控制设备的发展经历了两个阶段：①采用独立的可编程逻辑控制器实现脱硝装置的监视与控制；②将脱硝系统纳入机组控制系统中，作为机组控制的内容实现脱硝装置的监视与控制。

火电厂应用的烟气脱硝技术很多，其中，选择性催化还原法脱硝（SCR）应用较为广泛。选择性催化还原法脱硝系统的控制，包括烟气脱硝反应系统控制、还原剂储存及供应系统控制。

烟气脱硝反应系统控制 对脱硝工艺系统（主要包括烟气系统、反应器、氨喷射系统、稀释空气风机）实施控制，使脱硝后进入空气预热器的烟气中氮氧化物（NO_x）指标在允许范围内。控制系统首先通过测量仪表送入的信号，监视反应器出口 NO_x 浓度、氨的逃逸率、温度等，通过控制喷入反应器的氨气量控制 NO_x 浓度，通过稀释风机控制空气与氨气在氨/空气混合器内混合并稀释。另外还需对烟道中的吹灰器进行控制，将催化剂中的积灰吹扫干净，避免因积灰死角而造成催化剂失效导致脱硝效率下降。

还原剂储存及供应系统控制 对氨储存及供应系统或尿素溶解、储存及氨气供应系统实施控制，获得烟气脱硝需要的催化剂。

脱硝还原剂储存及供应系统通常布置在距主厂房较远的地方，因此多采用独立的控制系统，并将该控制系统接入辅助车间集中控制网络或机组控制系统的公用部分（公用控制网络），在辅助车间或集中控制室内实现控制与监视。其控制系统机柜布置在车间的电子设备间内。

氨存储及供应系统控制 对工艺系统中的卸料压缩机、液氨供应泵液氨储罐、蒸发器及氨气缓冲罐等实施控制。

通常液氨用罐装卡车运输，通过控制氨卸料压缩机将液氨卸载到液氨储罐中，以液体形态储存；储罐中的液氨送到蒸发器中蒸发产生气态氨，通过调节进入氨蒸发器的蒸汽量控制液氨蒸发器温度在允许的范围内。通过调节进入氨蒸发器的液氨量控制液氨蒸发器气相压力在允许的范围内。当氨储存区和氨供应区出现氨泄漏时应报警，并停止氨供应系统向锅炉烟气 SCR 供氨，脱硝装置也应停止运行。

尿素溶解、储存及氨气供应系统控制 通过控制尿素颗粒提升机将尿素从尿素储仓送入尿素溶解罐，控制加热蒸汽进口阀、溶解水进口阀、溶解罐搅拌器、尿素溶液输送泵实现尿素溶解罐液位的控制。通过调节尿素给料泵的转速维持尿素回流储罐的压力恒定。控制系统实现对尿素储仓料位、尿素溶解罐液位、尿素溶解罐温度、尿素溶液储罐液位、尿素溶液储罐温度、尿素溶液密度及压力、尿素溶解水流量、回流尿素溶液压力及温度等的监视。

yanqi tuoxiao zhuangzhi anzhuang

烟气脱硝装置安装

(flue gas denitration device installation) 火力发电机组多采用选择性催化还原法脱硝工艺（SCR）或选择性非催化还原法脱硝工艺（SNCR），其结构特点、工艺流程、安装方式均不同。

选择性催化还原法烟气脱硝装置安装 分为氨区和硝区安装。氨区包括还原剂储存（固态或液态）系统、还原剂气化系统、还原剂供应（气态）系统，以及相应的电气、热控系统的安装；硝区主要包括支架及反应器、吹灰系统、烟气系统、还原剂（气态）喷射系统，以及相应的电气、热控系统的安装。

氨区安装 主要是箱罐、泵及管道系统安装，与常规设备系统安装大致相同，因其介质属有毒有害液体或气体（还原剂包括液氨气化、尿素水解、尿素热解三种工艺），且容易发生爆炸，安装工作重点是保证各设备、系统严密不漏。除焊口需按规定进行探伤检测外，设备及系统也需进行严密性试验，进介质前必须进行氮气置换。热控系统安装的要点是各处报警装置安装正确。电气、控制系统安装见厂用配电装置安装、二次回路接线施工、热工仪表与控制系统安装。

硝区安装 反应器支架、烟道系统安装与锅炉钢架、烟道安装相同（见锅炉安装）。脱硝反应器壳体及烟道一般采用大型吊车进行吊装，塔式锅炉脱硝上部烟道可采用倒装法，用液压提升装置提升，保温随烟道地面组合时同步施工。吹灰分蒸汽吹灰和声波吹灰，吹灰器位置和标高应与图纸相符。吹灰系统与锅炉吹灰系统安装相同。还原剂喷射系统安装时应保证系统严密不漏，喷射装置严格按设计施工，确保还原剂在烟道内均匀混合。反应器安装应保证壳体垂直度、平整度和几何尺寸，特别注意催化剂单元安装垂直度、间距等，防止出现烟气走廊冲刷、磨损催化剂。催化剂可采用在反应器上方临时装设电动葫芦进行吊装，一般在锅炉点火冲管后进行。电气系统和热控系统与火电厂常规电气、热控设备安装相同。

选择性非催化还原脱硝装置安装 氨区安装与选择性催化还原法氨区安装相同。硝区安装较简单，应注意还原剂喷射枪的安装位置严格按设计施工，还原剂输送系统管道焊接应经探伤合格，系统必须严密不漏。电气和热控设备均为常

规设备，以常规设备安装方法安装。

yanqi tuoxiao zhuangzhi tiaoshi

烟气脱硝装置调试 (device testing of flue gas denitration) 火力发电机组一般采用选择性催化还原法脱硝（SCR）或选择性非催化还原法脱硝（SNCR）工艺，调试主要包括脱硝还原剂供应系统调试、脱硝反应系统调试及热态调试。

SCR 烟气脱硝装置调试 包括脱硝还原剂供应系统调试、脱硝反应系统调试和热态调试三部分。

脱硝还原剂供应系统调试 主要包括氨系统吹扫、气密性试验和系统置换。系统置换与火力发电厂发电机氢气置换类同。在正式进氨前应检查消防、喷水降温喷淋系统喷嘴的喷淋效果，以及连锁起动。液氨蒸发器有蒸汽加热和电加热两种，介质一般为除盐水或乙二醇。蒸发器初次投入时应缓慢进氨，同时应做蒸发器氨液位报警、蒸发器出口温度低、蒸发器出口压力高、蒸发器自动撤出及蒸发器进氨气动阀等连锁装置的动作试验。

脱硝反应系统调试 主要是稀释空气及加热器系统调试，即稀释风量的标定及稀释风出口温度的控制。主要包括：①氨气/空气混合比应小于5%；②吹灰器有声波和蒸汽吹灰器两种，调试时应防止声波吹灰器发出的噪声对人体造成损害，蒸汽吹灰器主要应检查喷嘴是否偏斜；③烟气分析系统测点均在高温粉尘区域，反吹扫应投入正常；④对反应器导流板、均布板进行冷态气流均布试验校核，对催化剂上部流速分布、每个喷嘴上游的烟气流速和氮氧化物（NO_x）浓度分布进行测量，为喷氨格栅阀门的开度调整提供依据；⑤首次喷氨时，应缓慢试喷并进行喷氨调节阀保护关闭试验；⑥在确认氨气流量计、氮氧化物及氨气分析仪能够准确测量后，喷氨调节阀投入自动，并优化自动控制参数。

热态调试 锅炉点火前投入脱硝系统稀释风机，防止烟气粉尘进入喷氨管道。点火后注意投入吹灰器，防止未燃尽的煤粉在脱硝系统催化剂表面沉积再燃烧，损坏催化剂；控制烟气升温速度，避免催化剂温度剧变，使催化剂模块产生裂纹损坏；避免烟温过低时喷氨，如烟温低于催化剂活性温度，三氧化硫会与氨气反应生成硫酸氢铵，沉积后易引起催化剂的失活和堵塞预热器；避免烟气温度过高，引起催化剂烧结。

SNCR 烟气脱硝装置调试 分脱硝还原剂供应系统调试、脱硝反应系统调试及热态调试三部分。

脱硝还原剂供应系统调试主要包括卸氨泵、氨水输送泵调试以及氨水储罐上测量表计检查、校核。

脱硝反应系统调试主要是对还原剂喷射枪和分级燃烧喷嘴进行调整，确保三次风分配风量占三次风总量的20%～35%可调节和喷射枪喷入氨水的雾化效果，以及雾氨的覆盖率。

热态调试主要是调节还原剂喷入量和三次风量与烟气量的匹配性，确保装置最佳的脱硝效果。

yanqi wuran zhili

烟气污染治理 (emission control of flue-gas) 依据环境保护法规和标准，采取除尘、脱硫、脱硝等措施，降低火电厂烟气中污染物质的方法。烟气是燃料燃烧的产物，是由多种物质组成的混合物，其中有些是公认的有害物质，如烟尘、二氧化硫（SO_2）、氮氧化物（NO_x）、汞及其化合物等；二氧化碳（CO_2）则普遍被认为是造成大气温室效应的关键气体（见CO_2排放影响）。

烟气污染治理有两种不同的途径。一是设法减少排放的污染物质，二是采用高烟囱扩散稀释。在地形和气象条件有利的情况下，高烟囱能较有效地控制污染物的地面浓度，满足当地的空气质量标准。但在地形复杂，且气象条件不利的情况下，会在当地形成明显的大气污染。另外，烟气的远距离输送，以及二氧化硫和氮氧化物的迁移转化，还会形成酸雨。因此，减少污染物排放才是积极的控制途径。

烟尘污染治理 烟尘主要是燃料中的灰分在炉内高温煅烧后的产物和少量未燃烧的炭粒。一部分烟尘随烟气逸出锅炉，称为飞灰；其余烟尘沉积在炉内，称为炉底渣。飞灰与炉底渣的比例随燃烧方式的不同而异，固态排渣煤粉炉的飞灰占80%～90%，炉底灰占10%～20%；液态排渣煤粉炉的飞灰占60%～80%，炉底灰占20%～40%；旋风炉飞灰量较少，占10%～40%，炉底灰占60%～90%。

烟尘控制方法分燃烧前控制和燃烧后控制两类。燃烧前控制是对燃料进行预处理，如洗煤、煤的气化和液化等（见洁净煤技术），以减少燃料中的灰分和硫分；燃烧后控制主要是在锅炉尾部安装合适的除尘器。

除尘器是将烟尘从烟气中分离出来并加以捕集的装置，1668年英国人加斯洛发表《消烟机械》论文，提出烟气除尘的方法和设备。1885年美国人汉斯发明离心除尘器。1920年后，随着工业的发展，各种除尘器相继出现。其除尘机理是利用作用于粉尘颗粒的重力、惯性力、离心力、扩散黏附力、电场力和声场力等的一种或几种，把粉尘从气流中分离出来，并用适当的装置捕集。火电厂大容量锅炉一般采用静电除尘器、袋式除尘器和电袋复合除尘器。2010年底，中国采用静电除尘器的火电机组容量占总容量的94%，采用袋式除尘器的机组约占5.5%，采用电袋复合除尘器及其他除尘器的机组约占0.5%。（见烟气除尘）

二氧化硫污染治理 锅炉烟气中的SO_2是燃料中硫化物在燃烧过程中氧化生成的。其中90%以上是SO_2，SO_3只占1%～4%。SO_3遇水汽形成硫酸雾并凝结在飞灰表面，是可见烟羽的组成部分。2002年，中国国家环境保护总局等发布了《燃煤二氧化硫排放污染防治技术政策》，明确二氧化硫污染防治技术路线、应用范围、运行和监督管理。

降低SO_2排放浓度的办法有：①改用低硫燃料；②燃料脱硫，包括洗煤、煤的气化和液化，洗煤工艺成熟，但只能除掉大部分无机硫，煤的气化处于工业试验示范阶段，如整体煤气化联合循环；③烟气脱硫是国际上普遍采用的办法；④燃烧脱硫，燃料燃烧与脱硫反应同时进行，在燃烧过程中加入适量的石灰石等碱性吸收剂，脱除SO_2，如炉内喷钙、流化床锅炉等属于燃烧脱硫。

氮氧化物污染治理 煤炭燃烧过程中排放的氮氧化物是NO、NO_2和N_2O的总称。其中以NO为主，约占95%。在高温燃烧过程中会同时产生热力型NO_x、燃料型NO_x和快速型NO_x，其生成的机理有所不同。热力型NO_x是锅炉助燃空气中的氮气在高温条件下氧化的产物，其生成量与燃烧

温度、燃烧区的过量空气系数有关，降低燃烧温度和过量空气量，可以减少热力型 NO_x 的生成。燃料型 NO_x 是燃料中含氮化合物在燃烧过程中热解再氧化的产物，它与燃料的含氮量、火焰中及其周围的氧浓度有关，燃料中的氮化物在高温作用下分解为 NCH 和 NH_3，这些不稳定（中间产物）物质在富燃（缺氧）条件下还原成 N_2，在贫燃（富氧）条件下则氧化为 NO。快速型 NO_x 是助燃空气中的氧分子在火焰前沿区域有碳氢化合物参与的条件下，通过中间产物转化成 NO_x。从其氮的来源看，类似热力型 NO_x，其反应机理则与燃料型 NO_x 相似。

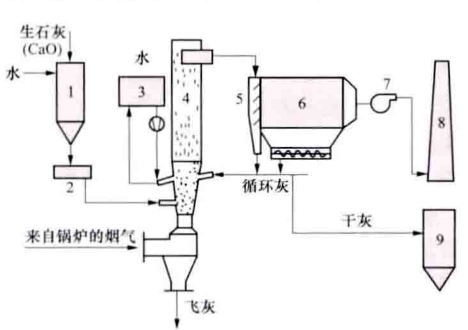
氮氧化物控制方法可分为两大类：①低 NO_x 燃烧技术，通过改进燃烧过程，限制 NO_x 的生成；②进行烟气脱硝，以减少已生成的 NO_x。低 NO_x 燃烧技术主要有低氮燃烧器、空气分级燃烧技术和燃料分级燃烧技术（见低 NO_x 燃烧技术）。烟气脱硝的方法主要有选择性催化还原法（SCR）、选择性非催化还原法（SNCR）和 SNCR/SCR 联合法。

根据中国环境保护部《2011 年中国环境状况公报》和《2012 年中国环境状况公报》，2011 年全国 SO_2 排放总量为 2217.9 万 t，NO_x 排放总量为 2404.3 万 t；2012 年全国 SO_2 排放总量为 2117.6 万 t，NO_x 排放总量为 2337.8 万 t。根据中国电力企业联合会《中国电力行业年度发展报告 2012》，2011 年电力系统 SO_2 排放量为 913 万 t，占全国总排放量的 41.2%；烟尘排放量为 155 万 t。

yanqi xunhuanliuhuachuangfa tuoliu

烟气循环流化床法脱硫 （flue gas circulating fluid bed desulfurization） 烟气从循环流化床底部进入吸收塔，经过喷水降温后，与消石灰粉进行脱硫反应的工艺。也称气体悬浮吸收工艺，属干法脱硫工艺。该脱硫方法的特点为：系统简单、占地面积较小、单位造价较低；利用循环流化床反应塔混合传质及反应时间较长，在采用 $Ca(OH)_2$ 干粉做脱硫剂且钙硫比（Ca/S）为 1.1～1.5 时脱硫效率可以达到 85%～90%；不产生废水；负荷适应性好，30%～100%负荷，脱硫系统仍能正常工作。缺点是要采用较高品位的石灰或消石灰做吸收剂；反应塔出口粉尘浓度高，加重了除尘器的负担；脱硫副产物是 $CaSO_3$、$CaSO_4$ 和飞灰等混合物，综合利用较为困难。

工艺原理和流程　如图所示，工艺流程由吸收剂制备系统、循环流化床反应塔、飞灰与吸收剂再循环系统组成。来自锅炉的烟气通过反应塔下部文丘里布风装置进入循环流化床反应塔。在文丘里喉部渐扩段布置吸收剂喷口、烟气增湿水喷嘴和再循环灰喷口。吸收剂一般采用干态的消石灰粉 $[Ca(OH)_2]$ 或石灰浆液。根据反应塔进口烟气流量、烟气中原始 SO_2 浓度和脱硫效率所要求的钙硫摩尔比，向反应塔喷入一定量的消石灰粉。为达到最大的脱硫效率，反应塔中的最佳温度应尽可能接近露点，因此在反应塔出口处可用喷嘴喷入增湿水，使烟气温度降到脱硫所需的最佳温度范围内。



烟气循环流化床脱硫工艺流程图

1—石灰消化装置；2—给粉机；3—储水箱；4—循环流化床反应塔；5—预除尘器；6—除尘器；7—引风机；8—烟囱；9—灰库

由于循环流化床具有极好的传热、传质及气固间和固体间的混合条件，因而 $Ca(OH)_2$ 在稳定的温度、湿度条件和悬浮流动状态下，除能高效吸收 SO_2 和 SO_3 外，还能有效地去除 HCl 和 HF 等有害气体，其化学反应式为

$$2SO_2 + 2Ca(OH)_2 \longrightarrow 2CaSO_3 \cdot 1/2H_2O + H_2O \quad (1)$$

$$2SO_2 + 2Ca(OH)_2 + O_2 \longrightarrow 2CaSO_4 \cdot 1/2H_2O + H_2O \quad (2)$$

$$2SO_3 + 2Ca(OH)_2 \longrightarrow 2CaSO_4 \cdot 1/2H_2O + H_2O \quad (3)$$

$$2HCl + Ca(OH)_2 \longrightarrow CaCl_2 + 2H_2O \quad (4)$$

$$2HF + Ca(OH)_2 \longrightarrow CaF_2 + 2H_2O \quad (5)$$

生成的干态 $CaSO_4$ 和 $CaSO_3$ 等反应产物及剩余吸收剂随烟气从反应塔上部的出口进入除尘器。经除尘后的净烟气通过引风机进入烟囱。根据反应塔底部和顶部的压差，把除尘器捕集下来的飞灰和脱硫反应产物的混合物一部分回送循环流化床反应塔的再循环灰入口，进入反应塔继续参与脱硫。通过固体物料的无数次循环，使脱硫剂在塔内的停留时间达 30min 以上，从而提高了吸收剂利用率和反应塔的脱硫效率。经脱硫后的烟气在反应塔出口的固体物浓度高达 1000g/m^3（标准状态），因此，进入除尘器前要设百页窗或旋风除尘器等预除尘（见烟气除尘）。

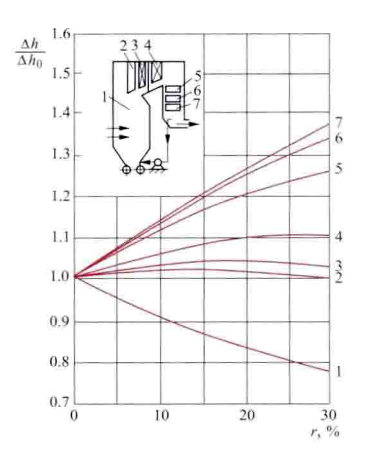
应用与发展　20 世纪 70 年代初，德国 Lurgi 公司采用该技术对炼铝设备的尾气进行处理。80 年代中期，该公司开发了适用于锅炉和其他燃烧设备的吸收剂烟气循环流化床脱硫工艺。德国 Wulff 公司也开发研制了一种称为回流式吸收剂循环流化床的脱硫技术（reflux circulating fluid bed flue gas desulfurization），在工艺上做了较大的改进，使之更加适用于动力工业。丹麦 F. L. Smith 公司开发的气体悬浮吸收（gas suspension absorption，GSA）烟气脱硫技术在工作原理上与 Lurgi 公司的工艺十分相似，已在一些垃圾焚烧设备和动力锅炉的烟气处理装置上得到了应用。在中国，该技术最早应用于云南小龙潭电厂 100MW 机组和广州恒运集团公司的 200MW 机组。截至 2010 年，投运的装有烟气循环流化床法脱硫的机组总容量超过 10 000MW，占脱硫机组总容量的 2%，最大容量达到 600MW 等级机组。

yanqi zaixunhuan tiaowen

烟气再循环调温 （steam temperature control by gas recirculation） 通过再循环风机将省煤器后温度低于 400℃ 的一部分烟气送入炉膛，改变辐射受热面与对流受热面的吸热比例，进行汽温调节的方法。常用于具有明显对流换热特性的过热器和再热器系统的锅炉汽温调节。

采用烟气再循环时，锅炉热力特性与再循环烟气量、烟气抽取位置及送入炉膛的位置等因素有关。再循环烟气量与总烟气量之比称为烟气再循环率 r。从炉膛下部送入再循环烟气时，各受热面焓增的变化 $\Delta h/\Delta h_0$ 见图。随着再循环烟

气量的增加，炉膛温度降低，于是辐射吸热量减少，但炉膛出口烟温变化不大，而对流受热面的吸热量则随烟气量的增加而增加，而且沿烟气流程越往后，其受热面吸热量增加值越大。对于全部布置在对流区的再热器，再循环烟气量每增加 1%，可使再热汽温升高约 2℃。抽取烟气点的烟温越高，调温效果就越好，但风机电耗增加，风机可靠性也降低。烟气再循环在低负荷时投入，额定负荷时停用，因此设计时不需要增加附加受热面，可节省再热器受热面金属耗量。



再循环烟气的热力特性

1—炉膛；2—前屏；3—后屏（高温再热器）；4—高温对流过热器；5—低温对流过热器；6—低温对流再热器；7—省煤器

再循环烟气如从炉膛上部送入，炉膛吸热量变化很小，炉膛出口烟温却显著降低。随着再循环烟气量的增大，对流受热面的温差降低而换热系数却提高，换热效果基本不变，故对汽温调节影响不大，只是降低和拉平了炉膛出口烟温，可防止对流过热器结渣及减小热偏差，并保护屏式过热器及高温对流过热器和再热器的安全。因此，常将再循环烟气同时送入炉膛下部和上部，低负荷时，从炉膛下部送入，起调温作用；高负荷时，从炉膛上部送入，起到保护高温对流受热面的作用。对于低挥发分和高灰分的燃料，不宜采用烟气再循环，以免影响燃烧和加大受热面磨损。

yantu gongcheng

岩土工程 (geotechnical engineering) 在工程建设中有关岩石或土的利用、整治或改良的科学技术。是 20 世纪 60 年代末至 70 年代初，以工程地质学、土力学及基础工程、岩体力学三者结合并应用于工程建设而形成的学科。

岩土工程是以岩土为基础、工程为中心、稳定为目标的技术过程，其基本问题是岩土体的强度、变形和渗流。由于岩土具有多种类、非均质、不连续、各向异性、时空变异性等复杂特性，岩土工程从地形地貌、地层岩性、地震构造、不良地质、水文地质、施工方案等要素着手，通过现场调查、搜集资料、井槽探、钻探测试、原位测试、工程物探、取样分析、现场试验、现场检/监测、模型分析、统计计算等专业方法，对建设工程的构造稳定性、环境稳定性、地基稳定性做出评价建议。

地基、边坡、洞室、支护、环境构成岩土工程的五大类型，在实施过程中需要勘察、设计、施工、检测、监理等各方密切配合。

勘察　通过工程地质测绘、工程地质勘察、试验与测试、现场检验与监测等勘察手段和方法，对建筑场地的工程地质条件进行调查研究与分析评价。它是发电厂建设中的一个重要环节，通常依设计阶段循序进行，初步可行性研究阶段对拟选厂址的稳定性和地基条件做出基本评价；可行性研究阶段进一步评价厂址岩土工程条件，预测工程建设可能引起的地质环境问题，确定地基类型并提供厂区总平面布置所需地质资料；初步设计阶段全面查明厂址岩土工程条件，为最终确定总平面布置、各类建筑物地基基础方案、不良地质作用整治方案提出分析论证意见；施工图设计阶段对不同建筑物地基基础方案和不良地质作用整治做出详细评价和建议，并提供准确的设计输入资料；某些工程地质条件特别复杂或有特殊施工要求时，在施工阶段需增加专门的施工勘察。

设计　针对岩土环境条件提出地基、基础、结构的最优组合方案及其实施要求。常见类型有地基处理、基坑降水与支护、边坡加固，通常有方案设计和详图设计两个步骤，有时需配套进行现场足尺性工程实体试验。岩土工程设计遵循"具体问题，具体分析，具体解决"的原则，在全面考虑自然条件的制约性、岩土性质的不确定性、既有经验和工程要求的基础上，以最少投资、最短工期实现设计基准期内安全运行并满足所有预定功能。

施工　组织力量将岩土工程设计方案合理地予以实现。岩土开挖、支护、压实、加固与处理，水体降排、防渗，防止流土、管涌和污染等是施工中的重要内容；质量、效率、安全与环境是施工管理的核心。基于地下隐蔽工程的特性，关键环节包括周密的施工组织设计、意外情况的预判与预案、准确的工艺操作与衔接、有效的监控和反馈、及时的验收工序等。施工组织一方面要明确设计意图，另一方面要随时根据地质条件和意外情况，对原设计进行检验分析，必要时反馈或做出修改。

检测　通过开剖测试和无损检测等手段对岩土工程施工质量进行检查评定。由专业单位在施工过程中或施工完成后进行，目的是发现质量异常或不合格的部位与程度。检测方法主要有钻/挖及取样试验、原位测试、物探测试、动力测试等。检测项目、位置与数量由设计文件、技术标准和监理方决定。检测结果与质量判定要做到客观、量化、明确。

监理　监理单位受项目法人委托，依据相关文件代替建设单位对岩土工程建设实施进行监控。以岩土工程施工监理最为常见，即作为独立的第三方全程监督施工单位严格按图施工，出现意外情况时及时组织各方分析原因，采取补救措施，确保工程按时保质达到设计标准。

参考书目

谢定义，林本海，邵生俊．岩土工程学．北京：高等教育出版社，2008.

yanghuapi tuoluo

氧化皮脱落 (oxidation scale exfoliation) 氧化皮是钢铁在高温下发生氧化作用而形成的腐蚀产物，由氧化亚铁、四氧化三铁、三氧化二铁组成。其中氧化亚铁结构疏松，保护作用较弱；四氧化三铁、三氧化二铁结构致密，有较好的保护性。氧化皮质脆，没有延伸性，在机械作用和热加工作用下，很容易产生龟裂而脱离。如锅炉管壁超温，则炉管内氧化皮的生成呈现加速趋势。由于高温氧化皮与基体有着不同的热膨胀系数，如炉管温降变化过大，可能出现大量氧化皮脱落的现象，造成机组非正常停运，影响锅炉炉管寿命，造成汽轮机通流部件和阀门的侵蚀，降低机组效率。

氧化皮生成、脱落的原因　锅炉受热面内壁金属温度高

于金属适用抗氧化温度是造成锅炉炉管氧化皮快速生成的最主要因素，温度越高，氧化皮生成的速度越快。当炉管内壁氧化皮生长到一定厚度，大于剥落临界值后，在机组起、停机，或工况大幅变化等管壁较大幅度升、降温过程时，氧化皮与基体因热膨胀系数差异所产生的热应力是导致氧化皮脱落的最主要因素，同一材质氧化皮越厚、管外壁温度变化越快，氧化皮脱落的可能性越大。氧化皮的生成、脱落还有管材的选用、材质表面处理状况、锅炉设计热负荷、实际燃烧热负荷、水处理方式、氧化皮生成后的控制措施、起停炉速率等因素有关。

氧化皮脱落防治措施 主要分运行机组、新建机组的氧化皮防治措施。

运行机组氧化皮脱落防治措施 主要有：①严格控制汽水品质；②严格控制锅炉受热面内壁金属温度低于抗氧化许用温度；③加强锅炉燃烧调整，确保锅炉受热面金属壁温在允许范围内；④根据不同材质氧化皮生成后剥落的风险，采取针对性措施，严格控制起、停炉速率，若发生非故障停机，严禁锅炉进行强制冷却；⑤优化吹灰和减温水投用；⑥应利用检修机会对不锈钢管进行氧化物检查；⑦利用检修机会对锅炉各受热面金属壁温测点进行校验，有必要时应增加部分测点。

新建机组氧化皮脱落防治措施 主要有：①在设计时选用抗高温氧化能力强的材料做管材，如 T91、TP304H、TP347H、TP347HFG、Super304H、HR3C 等；材料受热面温度裕度应不小于 10℃，过热器、再热器应进行热力偏差的计算；②在锅炉安装阶段，应确保管壁及联箱内清洁；③在调试阶段应按规定对锅炉进行吹管，确保管壁及联箱内无焊渣等遗留物。

yelun

叶轮 (bladed disk)

安装动叶的轮盘，是汽轮机转子的组成部分。其作用是将动叶的转动力矩传递给转子主轴，驱动发电机转动发电。

叶轮的构造因转子的型式而异。

整锻转子的叶轮由轮缘、轮面两部分组成。轮缘用来安装叶片，其形状与叶根形状有关。轮面的型线有等厚度型、等强度型、锥型、双曲线型等。轮面上可开有平衡孔，用于减小叶轮两侧蒸汽压力差引起的轴向推力和改善主流的流动；孔的边缘倒圆磨光，以减小应力集中。

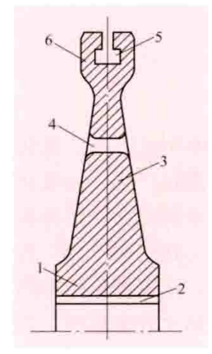


图 1 套装叶轮剖面示意图

1—轮毂；2—键槽；3—轮面；4—平衡孔；5—叶根槽；6—轮缘

套装转子的叶轮由轮缘、轮面、轮毂三部分组成，见图 1。轮面型线、轮缘结构和尺寸的选择综合考虑了叶轮的应力状态、振动特性、加工工艺性和标准化等因素，避免应力集中，并使应力尽可能小。由于离心力和温度的影响，运行时，套装叶轮内孔会增大，须用过盈配合连接。在装配时，先将叶轮加热到内孔大于主轴尺寸后，再套到轴上，这个过程称为红套。套装叶轮按松动转速来确定过盈量和径向应力。当转速达到某一数值时，叶轮孔与主轴的实际过盈刚好消失，也没有产生间隙，轮孔处的径向应力为零，该转速称为松动转速。松动转速应高于超速保护的最高动作转速。考虑到叶轮发生松动时仍要传递一定的扭矩，一般还用轴向键或轮毂端面上的径向键与中间套筒和汽封套筒相连接，以保证叶轮扭矩传递的可靠性。对于轮孔应力较大的末几级叶轮，一般采用端面径向键以避免采用轴向键在大轴键槽处引起较大的应力集中（见图 2）。

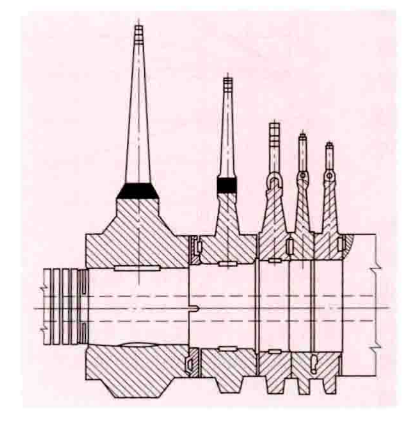


图 2 端面径向键装配图

套装叶轮用两半对分的定位圈确定在轴上的安装位置。定位圈嵌在轴上相应的槽道里，其端面与轮毂之间留有轴向间隙，以保证叶轮受热后能自由膨胀。套装叶轮红套前要对每级叶轮进行静平衡校验，若出现较大偏差时，则用在轮面上刮去不平衡重量的办法来校正。

yelun liefei

叶轮裂飞 (disc cracking and bursting off)

在运行中汽轮机叶轮产生裂纹，并进一步发展酿成叶轮破断和飞逸的灾难性事故。叶轮裂飞的主要起因是应力腐蚀，最容易发生在低压转子的套装叶轮上；脆性断裂、碰磨损伤和轮缘裂纹也会引起叶轮裂飞。

应力腐蚀 主要是静态拉应力和腐蚀介质共同作用于低压转子套装叶轮的键槽圆角处，引起应力腐蚀，导致叶轮裂飞。产生应力腐蚀的条件取决于应力、介质和材料的特性。套装叶轮内孔表面的运行切向应力比实心叶轮相应位置的应力大一倍。另外，为防止超速和甩负荷时叶轮松动，套装叶轮内孔需有较大的装配过盈量和轴向键槽，结果使叶轮键槽处的局部应力接近或达到材料的屈服极限，为应力腐蚀创造了条件。汽轮机的末几级叶轮处于湿蒸汽区和过渡区，蒸汽中携带的杂质（如 NaCl 和 NaOH）易于积聚在这些地方，对钢材有较大的腐蚀作用。这种腐蚀在叶轮的键槽、轮缘、叶根槽和铆钉缝隙处尤为严重。由于蒸汽过渡区反复处于干湿蒸汽状态，腐蚀性介质浓缩更为明显，它是最易发生应力腐蚀的灵敏区域（大多数为次末级）。叶轮材料的强度偏高、韧性过低、晶界有 S 和 P 等有害杂质偏聚时，易产生应力腐蚀。应力腐蚀裂纹发源于蚀坑，具有沿晶和分叉的特征。应力腐蚀裂纹扩展速度较慢，而且一般叶轮材料的断裂韧度较高，临界裂纹尺寸也较大，故可在机组大修时发现裂纹，防止叶轮飞逸事故。

脆性断裂 如果叶轮材料的断裂韧性低，内部存在密集性的夹杂物或白点等缺陷，则在运行中可能发生突然断裂。断口为脆性，在裂源处可发现上述材料缺陷。

碰磨损伤 转子运行中，因隔板和叶轮面碰磨，造成叶轮面擦伤或烧伤。碰磨消除后，叶轮表层存在较大的残余拉应力或表面已形成烧伤的沿晶氧化裂纹。在以后的运行或停

机过程产生应力腐蚀裂纹。在叶轮的摩擦面，裂纹多而密集，呈径向分布，但深度较浅。裂纹区的材料晶粒粗大并呈淬硬组织，摩擦变形区的硬度比基体材料明显升高。

轮缘裂纹　轮缘上安装叶根，它的受力情况复杂，应力水平也较高。当叶片振动传递至叶根时，可能使轮缘疲劳开裂。在高温段，轮缘的局部应力集中处还会产生蠕变损伤。

防止措施　针对不同原因引起的叶轮裂飞有不同的防止措施。如为应力腐蚀所致，则主要措施有：①改进叶轮结构，把轴向键改为径向键；改进叶轮内孔型线，降低叶轮侧面内孔的套装应力；取消套装叶轮转子结构，采用整锻转子或焊接转子结构；②改善汽水品质；③提高回火温度，使强度和韧性合理配合；降低材料中S和P等有害杂质的含量，提高抗应力腐蚀的能力；④加强对低压叶轮轴向键槽的无损检测。如为脆性断裂，则需提高材料质量。如因碰磨损伤，则需消除机组动静摩擦。如为轮缘裂纹，则需避开叶片共振，降低叶根的应力，改进轮缘结构减少应力集中。

yelun qiangdu

叶轮强度

(strength of bladed disk)　叶轮在各种载荷作用下的应力状态及其工作的安全性。汽轮机运行时，作用在叶轮上的力主要是动叶和叶轮本身在高速旋转时所产生的离心力，蒸汽力，起动、停机或负荷变化时叶轮在不同半径处的温度差所引起的热应力，叶轮或叶片振动所引起的振动应力，套装转子由过盈引起的轮孔内表面应力等。为保证叶轮在设计条件下能长期安全可靠地工作，叶轮的强度性能应符合要求，往往需进行强度计算和校核。

应力计算　叶轮的应力状态是轴对称平面应力状态：即叶轮平面内只有径向和切向应力，通常轴向应力可忽略不计，且同一半径上各点的径向、切向应力各自相等。当不计温度应力时，对等厚度叶轮可按旋转叶轮强度的基本微分方程式方便地得到精确解，但对其他轮面形状的叶轮求解则比较困难。实际叶轮不是一个简单的等厚度圆盘，而是变厚度轮盘，在计算实际叶轮应力状态时，将其简化为由不同厚度的阶梯形状的等厚度段组成，通常采用两次计算法。其原理是根据应力叠加原则，对每一等厚度段按两次不同条件计算，将求得的应力相加乘以修正系数，得到叶轮各段的真实应力。计算按叶轮结构可由内向外（轮毂到轮缘）或由外向内进行，计算程序完全一样。

叶轮强度的精确计算可采用有限元法。

不同轮面型线的叶轮应力状态有以下几点结论：①等厚度叶轮应力与其厚度无关，要提高叶轮强度，只有采用变厚度叶轮。②从叶轮应力分布看，切向应力比径向应力大，特别是空心叶轮这两个应力相差甚大。最大应力发生在叶轮中心（实心轮）或内孔处（空心轮）。因此，实际的等厚度叶轮通常有较厚的轮毂部分，可以降低轮孔处的最大应力。③相同条件下实心叶轮比空心叶轮最大应力小一半左右。因此，采用实心叶轮也能提高叶轮强度。

套装叶轮的装配过盈和应力　套装叶轮内径处的径向应力与装配过盈量有关，其计算内容包括：①根据松动转速求得叶轮和轴的装配过盈量；②计算叶轮按最大过盈量在工作转速时的应力；③核算最大松动转速时的轮孔应力；④校核静止状态叶轮的应力。

叶轮套装前（冷态时），轴的半径与叶轮内孔半径之差ΔR称为过盈量，用松动转速n_s的概念来计算叶轮的装配过盈量。松动转速就是使叶轮内孔的径向应力为零时的转速。松动转速的选取应使求得的过盈量能保证叶轮在任何工况下工作而不会松动。为此，最小松动转速一般取$n_{s,min}=(1.12\sim1.2)n$（n为工作转速）。由最小松动转速确定相应的最小过盈量。由于加工有公差，最大过盈量一般取$\Delta R_{max}=\Delta R_{min}+0.08$mm。叶轮与轴配合处的应变—应力沿轴向分布不均匀，使叶轮实际松动转速大于计算值，轮毂越宽，偏差越大。

温度应力　由于叶轮沿径向或轴向受热不均匀，使膨胀或收缩受到限制所引起的应力。对于高温区域工作的叶轮必须考虑温度应力。叶轮温度应力仍可采用两次计算法，计算步骤也与离心应力的两次法基本相同，温度应力与离心应力等产生的应力叠加即为叶轮的实际应力。

材料选择和许用应力　叶轮应当根据具体结构特点和载荷及工作温度等情况来选用相应的材料，既要注意材料有足够的强度，还要考虑到有足够的抗断裂和抗腐蚀性能。为使同一材料有较好的综合性能，要求其屈强比$\frac{\sigma_{0.2}}{\sigma_b}\leqslant0.8\sim0.85$范围内，延伸率$\sigma\geqslant15\%$。叶轮常用材料有34CrMo、35CrMoV及34CrNi3Mo等。

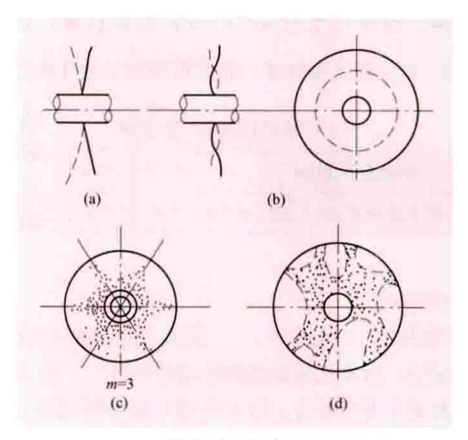
在求得叶轮的应力状态后，将它与所选用材料的许用应力进行比较，以判定叶轮工作的安全性。低温下工作的叶轮按材料屈服极限校核其强度，根据套装、整锻或焊接的不同叶轮结构情况，许用应力的安全系数在1.6～3.0之间选取。高温区工作的高、中压转子，还应以材料蠕变极限和持久强度极限为校核基准，安全系数在1.25～1.65之间选取。

上述叶轮强度校核方法应选取应力高峰区域的数值。套装叶轮应力高峰区域在轮缘部分和内孔表面。如果轮缘与轮面相接的过渡区有缩颈段及平衡孔边缘将引起应力集中，这些地方的应力应予以校核。

yelun zhendong

叶轮振动

(bladed disk vibration)　叶片和轮盘两种不同的弹性体相耦合而产生的具有轮盘特性的振动形态，又称叶片-轮盘系统振动或称轮系振动。叶轮振动存在固有频率和振型。叶轮工作时受到喷嘴喷出的不均匀汽流周期性激振力的作用，当激振力频率和叶轮固有频率重合时，可产生共振，甚至危害安全运行。



叶轮的振型

(a) 伞型振动；(b) 带有节圆的振动；(c) 带有节径的振动；(d) 复合振动

叶轮振型　叶轮振动主要有以下四种振型(见图)：①伞型振动。当节径和节圆数均为零时的叶轮振动。②带有节圆的振动。叶轮振

动时，被若干个“节圆”分成几个圆环区域。节圆处的振幅为零。③带有节径的振动。当轮系振动时，叶轮、叶片上出现振幅为零并按直径方向分布的一条条节线，即节径，将叶轮分成若干个扇形面，相邻的两个扇形面上对称质点的振动相位相反。一定的节径数对应一定的振动频率。节径数 m 越多，叶轮振动的固有频率越高。④复合振动。由带节圆的振动与带有节径的振动叠加而成，其振型较为复杂。

实践证明，带有节圆的振动和伞型振动只有当叶轮刚性不足的情况下才会发生，实际上很少遇到。复合振动则更少见。带有节径的振动的危险性最大，容易激发，维持该型振动所需能量较小，绝大多数叶轮振动事故均因这类振动造成的。故对叶轮振动安全性的考核主要是考核带节径的轴向振动。

叶轮共振　带节径的叶轮振动，实际上是沿轮周方向、频率和振幅相同、传播方向相反的两个行波叠加而成。与叶轮转向同向的行波称为前行波；与叶轮转向相反的则称为后行波。在旋转叶轮上，前行波被汽流迅速衰减；后行波可从汽流中不断取得能量得以延续和发展。因此，旋转叶轮的振动是后行波在叶轮上的传播引起的。这与静止叶轮的振动有显著不同。当后行波的转速与叶轮的转速 n 相等时，相对于隔板，后行波变为空间静止波。此时叶轮转速称为临界转速，常以 n_c 表示。对一个轮系来说，对应不同的节径数 m，有不同的临界转速 n_c，即

$$n_c = f_d/m = f/\sqrt{m^2 - B}$$

式中 f_d、f 为节径数为 m 的轮系振动的动、静频率；B 为轮系的动频系数，它与轮系的结构和振型有关，m 数越少和叶轮质量及刚度越小，B 值越小。B 值可由实测或经验公式求得，一般在 2～5 的范围内变化。在临界转速下，轮系动频率 $f_d = mn_c$。当轮系动频率 $f_d = (m \pm k)n$ 时也会发生共振，式中 k 为整数，此时相应的转速称为共振转速。其比 n_c 小的称为低共振转速 n_l，比 n_c 大的称为高共振转速 n_h。$n_l = f/\sqrt{(m+k)^2 - B}$，$n_h = f/\sqrt{(m-k)^2 - B}$。

安全性校核　由于轮系振动特性复杂，还没有把叶轮振动和强度统一考核的设计准则，仍采用避开共振的方法来保证安全。

叶轮最危险的振动是临界转速时的共振，其次是低共振转速时的振动。因此，叶轮在设计和运行中必须避开这些共振。通常只考虑 $m=2$～6 的临界转速，以及 $k=1$、2，$m=2$、3 的低共振转速。轮系振动安全避开率 $\Delta n = \frac{n_d - n}{n} \times 100\%$。式中 n_d 为叶轮的临界转速或低共振转速。一般采用的轮系振动安全避开率见表。

轮系振动的安全避开率

节点直径数 m	2	3～4	5～6
安全避开率 Δn (%)	±15	±10	±5

yepian

叶片　(blade)　使蒸汽的热能有效地转换为动能或机械功，并对汽流起导向作用的零件。一台大功率汽轮机有数千甚至上万只叶片。叶片有动叶和静叶之分。静叶装在隔板、持环或喷嘴室中，运行时受力较小，事故很少。动叶装在转子上，运行中叶片在实现高效能量转换的同时，要承受很高的综合应力，并且受到交变汽流力的激励而产生振动。叶片的安全可靠性直接关系到整个汽轮机的安全。因此，对叶片的气动、热力特性、强度振动性能设计及其所用的材料、加工和装配都有很高的要求。叶片不做特别说明时一般多指动叶。

在汽轮机内，蒸汽从进口处很高的压力，在通流部分逐级膨胀到凝汽器的很低的压力（真空），蒸汽比体积可以增大千余倍。因此，第 1 级叶片很短，而末级叶片很长，最长的可达 1.5m。末级叶片顶部最高的圆周速度可达 600m/s 以上。

结构　为了达到在经济合理的基础上确保汽轮机安全可靠和提高级效率，研制出了繁多的叶片型式，结构也都很复杂。这里的经济合理是指对材料消耗、加工难易、装配要求、维修便利等要进行综合考虑。一只叶片一般由叶身（或称工作部分、叶型部分）、叶根和连接件三部分组成（见图 1）。也有叶片只有前两部分而没有连接件，称为自由叶片。

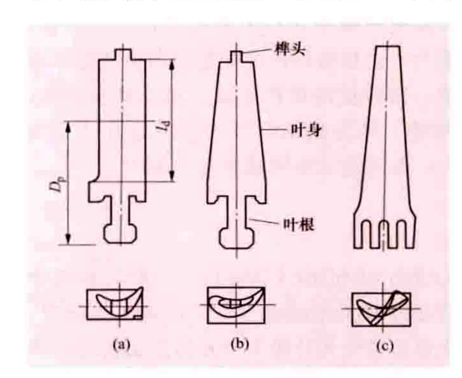


图 1　叶片结构型式

(a) 等截面直叶片；(b) 变截面直叶片；(c) 变截面扭叶片

D_p—平均直径；l_d—工作部分高度

叶身　通常有三种类型（见图 1）：①等截面直叶片。沿叶高各截面型线相同、安装角不变且各截面形心连线与径向线一致。一般当 $D_p/l_d > 10$ 时，因沿叶高反动度变化不大，在叶栅效率下降不多的条件下，可采用这种叶片。其加工简单，多用于汽轮机高中压缸的短叶片级中。②变截面直叶片。沿叶高各截面型线相似，沿叶高向叶顶方向截面积逐渐变小、安装角不变且各截面形心连线与径向线一致。多用于老式汽轮机中，现已很少使用。③变截面扭叶片。叶片的各截面型线、安装角（或只是安装角）沿叶高按一定规律变化。这种叶片无论气动性能或强度方面都能较大限度地满足设计要求而得到广泛的应用。由于全三元气动设计技术的发展，各截面型线、安装角（或只是安装角）按一定规律变化并且各截面形心连线与径向线按一定规律偏离径向线的复合弯扭叶片也得到广泛应用。

叶根　叶片固定在叶轮轮缘或转鼓上的部位。叶根工作条件苛刻，应力高，应力集中严重，缝隙中易形成腐蚀环境，以及承受自叶身下传的振动，为叶片上的薄弱环节。叶根结构型式主要取决于强度、制造和安装工艺条件以及转子型式。常用的叶根结构型式大致可分为隔叶件式、嵌入式和整体式三类。应用最普遍的是嵌入式。

（1）隔叶件式。叶栅节距通过叶根之间的隔叶件（中间垫块）来定位。这种叶根加工简单、省料，但承载能力最差，已趋于淘汰。

（2）嵌入式。应用得最普遍。按叶根在轮槽中的嵌入方向分为周向和轴向两种装配方式。广泛采用的有以下几种结构型式（见图 2）：①T 型叶根。其承载能力从小到中等，加工、装配都较简便，但封口叶片装配工艺要求较高。叶根底部一般配有垫片，以便紧配。②外包 T 型叶根。又称带小脚 T

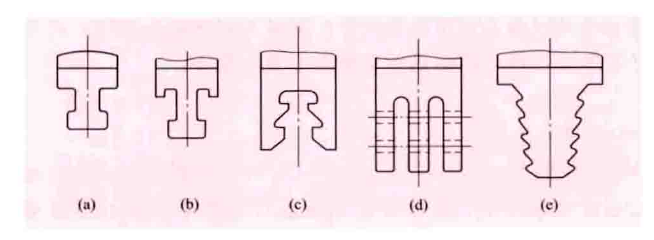


图 2 叶根结构型式

(a) T 型；(b) 外包 T 型；(c) 菌型；(d) 叉型；(e) 枞树型

型叶根，在中国应用较广。由于叶片离心力作用使轮缘有张开的趋势，叶根小脚卡住轮缘，减少了轮缘的弯应力。对于中长叶片，为了提高承载能力，采用带小脚的双 T 型叶根。T 型叶根为周向装配式，在轮缘槽中开有一个或两个窗口，以便将叶片从窗口处依次装入轮缘槽中，固定在窗口处的叶片为封口叶片，用铆钉固定在轮缘上。这种装配方式的缺点是当拆换损坏的叶片时，必须通过窗口进行，会涉及许多好叶片，增加了叶片装拆的工作量。③菌型叶根。用于整锻转子，可充分发挥叶片和叶轮材料强度性能，叶根粗壮，骑在轮盘的凸缘上，应力集中较低，且对轮缘起保护作用，是一种较合理的叶根结构，多用于中、短叶片。④叉型叶根。用根叉周向插入轮缘上叉型槽道中，并用轴向销钉固定，刚性较好，更换叶片方便。根叉数从单叉到 9 叉，叉数越多，承载能力越大。这种叶根得到了广泛应用。大功率汽轮机的调节级，有的将几只叶片的叶根合并为一体插入轮槽中。⑤枞树型叶根。通常为轴向装配式，叶根承受能力最强，可单独拆修，装配方便。叶根加工精度要求高，工艺复杂，用于高压级时，存在叶根间隙漏汽问题，所以只用于大功率汽轮机调节级及低压末几级叶片上。

(3) 整体式。为了适应特殊苛刻的工作条件，大型机组的调节级将叶片焊接成叶片环直接焊到轮缘上。这种结构对焊接工艺要求很高，维修非常困难。

台肩　叶身和叶根之间的过渡部位，使来自叶身的不均匀离心载荷较均匀地传递到叶根。台肩的外形宜将叶型包围，不使出汽边悬伸于台肩之外，造成局部应力集中。

连接件　包括围带和拉筋。许多汽轮机叶片带有连接件，把相邻若干叶片连接成组，或把一级所有叶片连接成整圈，可以调整叶片固有振动频率和减少叶片动应力。

围带又称覆环，在叶片顶部，可以减少叶顶漏汽。其与叶片常用的连接形式见图 3。

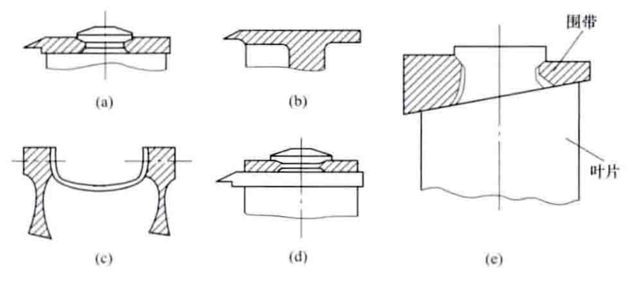


图 3 围带与叶片的连接形式

(a) 铆接围带；(b) 整体围带；(c) 拱型围带；(d) 双层围带；(e) 铆接斜围带

拉筋也称拉金，在叶身中部。最初，拉筋用来调整叶片的频率，以避开共振，后来则用以抑制振动，进而还有防止颤振等作用。拉筋与叶片的连接方式有焊接和松装等。拉筋有实心、空心圆形及两半圆形等。现代大型汽轮机末级叶片，为提高承载能力，还采用所谓的整体拉筋（凸台拉筋）结构，在叶身内、背弧处各伸出一段形似拉筋的鳍片，再将相邻叶片焊接成组或在相邻叶片的鳍片之间留有间隙，在运行时利用长叶片扭转恢复的扭力使之相互贴紧连成整圈，从而增加叶片阻尼起到减少动应力的作用。常用的拉筋与叶片连接型式见图 4。

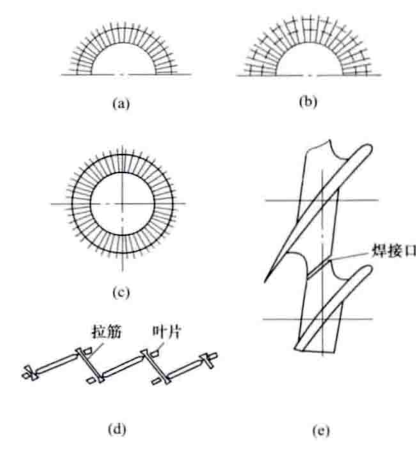


图 4 拉筋与叶片的连接型式

(a) 分组连接；(b) 网状连接；(c) 整圈连接；(d) Z 型连接；(e) 凸台连接

叶片型线　叶片工作部分横截面的轮廓线，由内弧和背弧两条光滑曲线构成，又称为叶型。叶型设计有两个基本要求：①保证叶片有足够的强度，使它的应力保证在允许范围内；②使相邻两叶片同一高度截面上的两叶型之间，构成汽流流动的光滑通道，使叶型表面的汽流保持均匀加速或不突然减速，从而达到能量的高效率转换。叶型可分为冲动式叶型和反动式叶型两类（见图 5）。冲动式叶型之间构成的通道截面宽度从进口到出口差别不大，出口压力接近进口压力，通道中汽流速度的大小沿流线也变化较小。反动式叶型之间构成的通道截面从进口到出口显著收缩，流动中压力逐渐降低，出口压力低于进口压力，通道中汽流速度沿流线逐渐增大。

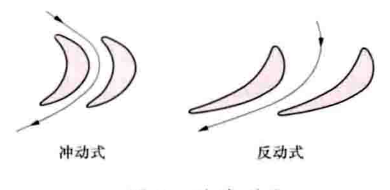


图 5 叶片型线

yepian chaizhuang

叶片拆装

(dismantling and reassembling of turbine blade)　汽轮机叶片故障后进行拆卸、装复的过程。叶片拆装一般分为准备、拆卸和组装三个阶段。

准备阶段　①准备叶片拆装所需的专用工具和设备。②对旧叶片部件进行清洗和缺陷检查，确定旧叶片能否继续使用。③对新叶片数量和结构尺寸及其材质进行校核。④确定新叶片的力矩值后，根据整圈叶片的力矩值进行平衡编组和编制叶片组装序号。将质量相同的叶片组装在直径对称的位置上，避免转子产生质量不平衡。⑤检查紧装叶根贴合严密性及锥度方面的缺陷，对叶片进行初步修整。⑥对叶身高度大于 300mm 的动叶片应有每片的测频记录。

拆卸阶段　旧叶片的拆卸工艺和要求取决于该机旧叶片的结构设计，包括封口片与封口块（销）的结构，以及旧叶片修整后是否要再使用。若拆下的叶片不再留用，只要保证不损坏叶轮，可采取快速拆卸的方法。若旧叶片可以继续使用，在叶片拆卸过程中，不得损伤到叶轮和叶片。

对于叶根用销钉固定于叶轮上的叶片，拆前先将该销钉打出。一般情况下，铰销钉孔和装入销钉是从进汽侧进行的，销钉宜从出汽侧反向打出。对于销钉端部铆固在叶轮销孔倒角内的，可用专用钻孔装置将销钉中心部分钻掉，剩下中心薄套便于顶出。侧装式叶片需根据封口片的结构设计，于拆叶片前先取出封口片叶根与相邻叶根间的锁销。对大叶片的特殊结构设计，有的要先取出封口片叶根与叶轮间的锁销，继而拆出封口片与其叶根底部的锁垫（包括碟形弹簧垫），取出相邻叶根与叶轮轮缘间的定位销键，再拆相应的叶片。

叶根沿轮槽圆周向安装的叶片，每级最后装入的一片叶片或楔块（一个封口）为封口片或封口块。两个封口的叶轮有两个封口片或封口块，只要拆出封口叶片或封口块，全级叶片即可由轮槽封口处逐片取出。

组装阶段 现代大型汽轮机叶片的叶根装配采用圆周向紧装和侧向装配两种方式。侧装式纵树型叶根与叶轮的配合由加工来保证，在叶根底部有楔片或碟形弹簧垫紧。圆周向装配的叶片，为保证相邻叶根接触面贴合严密，装配时应进行研合，要求对叶片根部用 0.03mm 塞尺片塞不进。若个别叶片用 0.03mm 塞尺片可塞入，则塞入深度应小于 10mm。同时，要求相邻叶根接触面应占总面积的 75%以上。另外，组装后叶片安装位置要用轴向和幅向样板检查，应满足设计要求。若达不到上述三项要求，应对叶根接触面进行反复研刮和采用加厚片或减薄片来调整，当叶根底部装有垫隙条时，最好每叶一只。要防止垫隙条太紧，降低叶根圆周向贴合紧密性。

封口叶片和封口块的装配　正确修整和装配封口叶片和封口块的工作较为重要，能够保证叶根相互研合后的装配严密性，并可使其牢靠固定在封口槽内，保证汽轮机运行时不会飞脱。

叶片连接件的装配　①围带的装配：大型汽轮机的铆接围带，一般采用强度较高的方形、矩形和菱形铆头。组装时要校对尺寸，并进行细致修整，避免引起应力集中和使围带损坏。围带冲孔节距应准确与叶片节距相符，围带套装到铆头上，叶片不得产生附加弯曲应力。围带应与叶肩严密贴合，铆头高度要比围带高出 2mm 左右。要用手锤镦铆铆头，围带孔内需为铆头镦粗金属所填实，严格控制锤击次数（约 10 次），避免铆头材料的冷作硬化和应力集中。组装好围带的叶片在车外圆时，应控制进刀量，防止伤及铆头和叶片产生裂纹。②拉筋与叶片焊接（用钎焊条敷焊）：焊接时注意不可超温，不在同一叶片组连续钎焊，要安排一定的施焊顺序，并注意焊后除应力，使叶片运行中不致产生拉筋孔裂纹与拉筋断裂等故障。

换装叶片的质量鉴定　整级叶片换装结束后，应进行检查和测试。首先是换装叶片质量的检查：①叶片的径向和轴向安装位置误差应符合标准要求；②通流部分轴向、径向间隙与修前测量值相比较，应无大变化，并符合质量标准要求；③叶片装配的严密性，用 0.03mm 塞尺片检查，应无间隙；④封口叶片和封口块以及连接件装配情况应符合设计要求。其次是叶片振动特性的测量：检查叶片切向 A_0 型振动静频率，应在合格范围；作为检验叶片加工和装配质量的一个指标，全级叶片频率分散率 Δf 应不大于 8%。因此，即使在全级的振动特性调频合格时，过大频率分散率仍然是不允许的。当叶片振动特性测量不合格时，应采取有效的调频措施。第三是转子校动平衡：一般转子经过拆装叶片后，应做动平衡试验。当更换新旧叶片重量均调整到相等时，可免于校验动平衡，但需做好全速动平衡的准备。

yepian pilao

叶片疲劳　(blade fatigue)　叶片材料在交变应力或交变应变作用下，某些部位的微观结构逐渐产生不可逆变化，导致在一定的循环次数以后，形成宏观裂纹或发生断裂的过程。

汽轮机服役过程中，叶片要承受稳定载荷和交变载荷，在叶片中产生稳定应力（离心应力、稳定汽流应力、稳定热应力）和交变应力（振动动应力、机组起停引起的离心应力循环、热应力循环、自激振动引起的交变应力等）。叶片的疲劳损伤和疲劳寿命由交变应力、平均应力（稳定应力）、材料的强度和循环特性、叶片表面状况、腐蚀介质、运行历史和运行条件等因素所决定。

叶片故障的原因多为疲劳损伤。

疲劳破坏的特点 ①在交变载荷作用下，交变应力在远小于材料强度极限的情况下，破坏就可能发生；②不管是塑性材料或弹性材料，疲劳断裂在宏观上均表现为无明显塑性变形的突然断裂，即疲劳断裂常表现为低应力脆性断裂，这一特征使其具有更大的危险性；③疲劳破坏常具有局部性质而不牵涉到整个结构的所有材料，局部改变的细节设计或工艺措施，即可较明显地增加疲劳寿命；④疲劳破坏是一个累积损伤过程，需经历一定的时间历程，甚至很长的时间历程；金属材料的疲劳破坏可分为疲劳裂纹萌生、疲劳裂纹扩展和失稳断裂三个阶段；⑤疲劳破坏断口在宏观上和微观上均有其特征，有助于分析是否属于疲劳破坏及疲劳破坏的类型；⑥叶片表面上金属材料所受约束较少，与工作介质直接接触，表面上往往留有加工及服役过程造成的痕迹，因此疲劳裂纹常在叶片表面萌生。实际叶片疲劳裂纹的萌生总是局限在一定的部位，如进、出汽边，叶根、围带、拉筋孔及截面突变过渡等区域的应力集中处，锻、铸、焊、热处理造成的表面裂纹或其他缺陷，表面机械划伤或冲蚀缺口，局部腐蚀坑，表面残余拉应力，最大振动交变应力的部位等。

叶片疲劳类型 分为高周疲劳、低周疲劳和腐蚀疲劳。

叶片高周疲劳　运行时叶片振动产生的交变应力所引起的疲劳。振动动应力的循环次数较多而幅值变化较小，对叶片造成高周疲劳。由于叶片动应力取决于激振频率及其谐波分量、叶片固有频率、振动模态、模态刚度及阻尼，因此叶片高周疲劳寿命与上述参数紧密相关。

叶片低周疲劳　机组起动-运行-停机循环对叶片产生的疲劳。其疲劳载荷包括离心应力循环载荷及热应力循环载荷等。这些载荷在机组一次起停中仅循环一次，对叶片造成次数较少而幅值变化较大的低周疲劳。叶片低周疲劳损伤多发生在叶根等交变应力较大及应力集中较大的部位。

叶片腐蚀疲劳　叶片材料在腐蚀性介质中承受交变载荷产生的疲劳破坏。叶片在蒸汽环境中工作，蒸汽本身就是腐蚀介质，蒸汽中往往还含有更强的腐蚀介质；在湿蒸汽区，尤其是在过渡区（干、湿蒸汽分界威尔逊线附近）介质的腐蚀性更为强烈。叶片材料在腐蚀性介质中承受交变载荷产生的疲劳破坏称为腐蚀疲劳。腐蚀疲劳是材料受交变应力和腐蚀介质联合作用、互相促进的破坏过程，会加速裂纹的形成和扩展，它比其中任何一种单独作用要严重得多。

叶片疲劳寿命预估 预先估计叶片萌生疲劳裂纹所需经历运行时间的方法。叶片疲劳寿命为疲劳裂纹萌生寿命与疲劳裂纹扩展寿命之和；由于叶片断裂故障是对机组安全运行的重大威胁，以及裂纹萌生寿命占疲劳寿命的绝大部分，工程中将叶片的疲劳裂纹萌生寿命作为叶片疲劳寿命。叶片的疲劳寿命并不取决于其名义应力，而是由应力集中（或应变集中）处的局部最大应力和最大应变所决定。

叶片疲劳寿命预估方法和步骤：①确定汽轮机叶片的高周疲劳载荷谱和低周疲劳载荷谱。②用材料循环应力应变公式及应力应变迟滞回线公式，及修正的 Neuber 公式 $\Delta\sigma\cdot\Delta\varepsilon=(K_f\cdot\Delta S)^2/E$ 求解叶片考核部位（应力集中处）处于非线性应力状态的局部应力和局部应变，再得到封闭的应力应变滞回环。式中 $\Delta\sigma$ 为真应力范围；$\Delta\varepsilon$ 为真应变范围；K_f 为疲劳缺口系数；ΔS 为名义应力范围；E 为弹性模量。③用雨流法对载荷时间历程进行鉴别和计数。④用改进的应变寿命 Morrow 公式 $\frac{\Delta\varepsilon}{2}=\frac{\sigma_f'\gamma_c'-\sigma_m}{E}(2N)^{b'}+\varepsilon'_f\gamma''_c(2N)^c$，$b'=\frac{\lg(\sigma_{-1}\gamma_c\varepsilon_d\beta)-\lg(\sigma_f'\gamma_c')}{\lg(\sigma_{-1}\gamma_c)-\lg(\sigma_f'\gamma_c')}b$，计算每个滞回环的寿命。式中 σ_f' 疲劳强度系数；ε_f' 为疲劳延性系数；σ_m 为平均应力；$2N$ 为以反向数计的疲劳寿命；γ_c、γ_c'、γ_c'' 分别为疲劳极限晶粒度系数、断裂强度晶粒度系数和断裂延性晶粒度系数；b 为疲劳强度指数；b' 为修正的疲劳强度指数；c 为疲劳延性指数；σ_{-1} 为对称弯曲疲劳极限；ε_d 为尺寸系数；β 为表面系数，由表面加工系数、表面强化系数、腐蚀疲劳系数、微动磨损疲劳系数等构成。⑤用疲劳累积损伤法则（如修正 Miner 法）计算疲劳损伤和疲劳寿命。

本方法可计及前述各因素的影响，并把计算高周疲劳寿命与低周疲劳寿命的方法统一起来。

yepian qiangdu

叶片强度

(strength of blade) 叶片在应力作用下抵抗损坏或破坏的能力。它反映了叶片在设计条件下长期安全可靠工作的力学性能。叶片工作时，在叶片上的作用力主要有两种：一是高速旋转时由叶片自身质量和围带、拉筋质量产生的离心力；二是流经叶片的汽流作用力。此外，带有整体围带、整体拉筋的扭叶片在高速旋转时由于离心力而产生的扭转恢复作用，在相邻叶片围带的装配面处还会产生挤压应力；处于蒸汽过渡区工作的叶片还受到腐蚀介质的作用；低压级叶片工作在湿蒸汽区，还受到水滴的冲蚀作用。

在叶片上的蒸汽作用力由不随时间变化的平均值分量（为均匀蒸汽力）和随时间变化的分量（为汽流激振力）所组成。前者在叶片中产生静弯曲应力，而后者则引起叶片的振动应力。

离心力在叶片中不仅产生拉应力，而且当离心力作用线不通过计算截面形心时，会产生偏心弯应力。离心力和均匀蒸汽力还会在叶片中引起扭转应力。一般扭转应力和起停机时产生的热应力都较小，可省略不计。

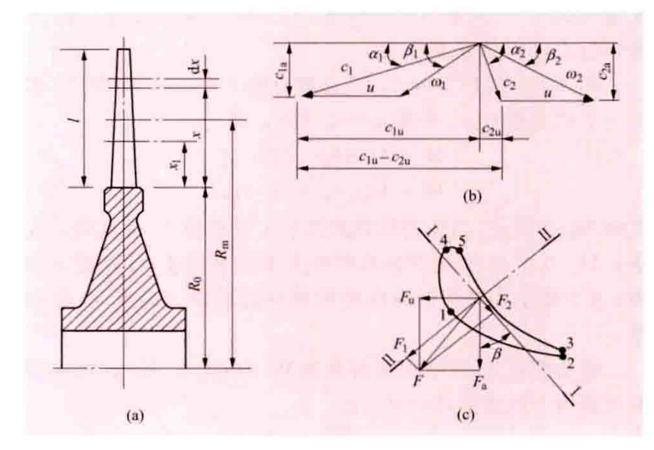
叶片强度计算就是保证叶片离心力和均匀蒸汽作用力在叶片上产生的应力，在设计工况和变工况运行中，均要保持在允许范围内。离心力计算用的工作转速应按汽轮机允许的最高转速（超速保护动作转速）计算。对非调节级，蒸汽力按级最大流量工况计算；对采用喷嘴调节的调节级，蒸汽力按第一组喷嘴对应的调节阀全开时的工况计算。

离心力产生的应力 包括：①拉应力；②偏心弯应力；③扭叶片在离心力作用下还产生扭应力。

变截面叶片在距离叶片工作部分底部 x_1 处的截面（见图）离心力为

$$C=\rho\omega^{0}\int_{x_1}^{l}(R_0+x)A_x\,\mathrm{d}_x \tag{1}$$

式中 C 为 x_1 处截面以上叶片工作部分的离心力；ρ 为叶片材料密度；ω 为角速度；l 为叶片高度；R_0 为叶片工作部分底部处半径；A_x 为距底部 x 处的叶片截面积。



叶片强度计算图解

(a) 动叶及叶轮；(b) 速度三角形；(c) 动叶受力

离心力产生的拉应力为

$$\sigma_{c1}=\frac{C}{A_1} \tag{2}$$

式中 σ_{c1} 为 x_1 处叶片截面上的拉应力；A_1 为 x_1 处的叶片截面积。

对有连接件（围带或拉筋）的叶片，离心力产生的拉应力为

$$\sigma_{c1}=\frac{C+C_s+\sum C_w}{A_1} \tag{3}$$

式中 C_s、C_w 分别为一个节距的围带和拉筋的离心力，在 x_1 处截面以上若有多根拉筋时对各拉筋的离心力求和。

等截面叶片工作部分最大拉应力产生在底部（$x_1=0$）截面，计算式为

$$\sigma_c=\rho\omega^2R_m l+\frac{C_s+\sum C_w}{A} \tag{4}$$

式中 R_m 为平均半径。

离心力产生的偏心弯应力，有的叶片设计成很小或等于零；有的叶片则设计成有相当数值，并往往使其在背弧处为拉应力而在进出汽边为压应力。

离心力产生的扭应力，只存在于扭叶片，扭曲程度很大的长叶片有较高的扭应力。

均匀蒸汽力产生的弯应力 蒸汽在叶片上的作用力可分解为切向力和轴向力，并在叶片截面上产生弯应力。

距离叶片工作部分底部 x_1 处截面以上叶片所受切向和轴向蒸汽作用力及其产生的弯矩为

$$F_u=\frac{1}{Z}\int_{x_1}^{l}G(c_{1u}-c_{2u})\mathrm{d}x \tag{5}$$

$$F_a = \frac{1}{Z}\int_{x_1}^{l} G(c_{1a} - c_{2a})\mathrm{d}x + \frac{2\pi}{Z}\int_{x_1}^{l}(p_1 - p_2)(R_0 + x)\mathrm{d}x \quad (6)$$

$$M_u = \frac{1}{Z}\int_{x_1}^{l} G(c_{1u} - c_{2u})(x - x_d)\mathrm{d}x \quad (7)$$

$$M_a = \frac{1}{Z}\int_{x_1}^{l} G(c_{1a} - c_{2a})(x - x_d)\mathrm{d}x + \frac{2\pi}{Z}\int_{x_1}^{l}(p_1 - p_2)(R_0 + x)(x - x_1) \quad (8)$$

式中 G 为通过单位叶高环形面积的流量；Z 为叶片数。c_{1u} 为进口切向分速；c_{2u} 为出口切向分速［图（b）方向的 c_{2u} 定义为负值］；c_{1a} 为进口轴向分速；c_{2a} 为出口轴向分速；p_1 为进口压力；p_2 为出口压力。

F_u 和 F_a 的合力为 F，F 又可分解为图（c）中的 F_1 和 F_2，它们分别在 x_1 处截面产生弯矩，即

$$M_1 = M_u\cos\beta + M_a\sin\beta \quad (9)$$

$$M_2 = M_a\cos\beta + M_u\sin\beta \quad (10)$$

式中 M_1 为力 F_1 产生的绕截面最小主惯性轴Ⅰ-Ⅰ弯曲的弯矩；M_2 为力 F_2 产生的绕截面最大主惯性轴Ⅱ-Ⅱ弯曲的弯矩；β 为最小主惯性轴与汽轮机轴向的夹角（高度 x_1 处的值）。

根据弯矩 M 和叶片断面系数 W（高度 x_1 处），可求得叶片截面上的蒸汽弯应力，即

$$\sigma_{\mathrm{sb.i}} = \frac{M_1}{W_5} + \frac{M_2}{W_4} \quad (11)$$

$$\sigma_{\mathrm{sb.0}} = \frac{M_1}{W_5} - \frac{M_2}{W_2} \quad (12)$$

$$\sigma_{\mathrm{sb.c}} = -\frac{M_1}{W_1} \quad (13)$$

式中 $\sigma_{\mathrm{sb.i}}$、$\sigma_{\mathrm{sb.0}}$ 和 $\sigma_{\mathrm{sb.c}}$ 分别为叶片截面进口处、出口处和背弧处的蒸汽弯应力；W_1、W_3 和 W_5 分别为截面背弧处、出口处和进口处绕最小主惯性轴Ⅰ-Ⅰ的断面系数；W_2 和 W_4 分别为出口处和进口处绕最大主惯性轴Ⅱ-Ⅱ的断面系数。

只计算绕最小主惯性轴Ⅰ-Ⅰ的弯矩 M_1 所产生的蒸汽弯应力，即

$$\sigma^*_{\mathrm{sb.i}} = \frac{M_1}{W_5} \quad (14)$$

$$\sigma^*_{\mathrm{sb.0}} = \frac{M_1}{W_5} \quad (15)$$

$$\sigma^*_{\mathrm{sb.c}} = -\frac{M_1}{W_1} \quad (16)$$

对较短的等截面叶片，工作部分蒸汽弯应力在底部处最大。可以用节圆半径处的参数来计算 $x_1=0$ 处的弯矩 M_u 和 M_a，然后通过式（9）～式（16）求得该处的蒸汽弯应力。此时计算 M_u 和 M_a 的分式简化为

$$M_{u0} = \frac{G(G_{1u} - G_{2u})l}{z} \quad (17)$$

$$M_{a0} = \frac{G(G_{1B} - G_{2B})l}{z} + (p_1 - p_2)tl \quad (18)$$

式中 G 为通过叶片的流量；t 为节圆半径处的叶片节距。

叶片材料　由于叶片工作条件和受力情况复杂，要求叶片材料具有较高的疲劳强度、衰减率、冲击韧性、耐蚀性，以及较高的高温持久强度极限和蠕变极限，同时要求叶片材料的工艺性能及化学、物理性能与叶轮材料相适应。常用的叶片材料见表1。

表1　叶片材料

材料	1Cr13	2Cr13	27Cr2Mo1V	Cr11MoV	Cr12WMoV
工作条件	450℃以下的一般级	450℃以下拉应力较大的级	530℃以下的高温区级	530℃以下的高温区级	540℃以下的高温区级和拉应力大的低压级

质轻而耐腐蚀的钛合金材料逐步为长叶片采用。

围带和拉筋材料通常与叶片用材相同。

叶片静强度考核　叶片安全性考核，需要从静强度和动强度两个方面同时考核。动强度考核是叶片振动研究的问题。

静强度的考核是要求叶片各截面上各点的总静应力不超过许用应力。总静应力是指离心力产生的拉应力和弯应力以及按式（11）～式（13）计算的蒸汽力产生的弯应力之和，长的扭叶片还要考虑离心力产生的扭应力。在较低温度（一般指450℃以下，随叶片材料而有所不同）工作的叶片，许用应力由常温下材料的屈服极限与安全系数之比确定。在高温下工作的叶片，要分别计算工作温度下材料的屈服极限、蠕变极限和持久极限与相应不同安全系数之比，然后取三者中最小的作为许用应力。

许用应力和安全系数　许用应力 $[\sigma]=\frac{\sigma}{n}$，式中 σ 为材料机械强度；n 为安全系数。为了保证叶片的安全运行，应使叶片各个部位的总应力小于 $[\sigma]$。

安全系数与许多因素有关，包括应力计算精确度、材料机械性能的不均匀性及其测定的精确度、零件制造和装配工艺以及零件的重要性和工作条件等。其中大多数是无法用计算估计的，因此安全系数还是在分析、统计同类零件的运行经验的基础上确定的。中国一般采用的安全系数见表2。

表2　叶片安全系数

工作温度	<450℃	≥450℃		
安全系数	n	n_s	n_n	n_g
叶型部分总应力*	1.6～1.9	1.6	1～1.25	1.65
叶根总应力**	1.6～1.9	1.6	1～1.25	1.65
叶根齿弯应力	1.6～1.9	1.6	1～1.25	1.65
叶根、销钉剪切应力	2.7	3	1.7	2.5
叶根、销钉挤压应力	1	1	1	1
围带、拉筋弯应力***	1.6～1.9	1.6	1～1.25	1.65
轮缘总应力	2～2.2	2.2	1.2	1.8

*　拉筋孔消弱截面处拉应力的安全系数 $n=2.5$。

**　叉形叶根消弱截面拉应力 $n=3$；总应力 $n=1.3$。

***　整体围带叶片顶部截面拉应力安全系数 $n=6$；铆接围带的叶片铆钉头拉应力 $n=7$。

yepian sunhuai

叶片损坏　（blade failure）　叶片工作部分、叶片连接件（拉筋、围带）、铆钉头、叶根、叶根销钉及叶轮轮缘等在运行中产生裂纹甚至断落。运行中的叶片，尤其低压缸末几级叶片断落时，可能击坏凝汽器或加热器内部管子，导

致凝汽器热井水位或加热器内水位升高，凝结水泵电动机电流增大，检测凝结水硬度及电导率有明显增加，同时汽轮机内部有异常响声；或者引起汽轮机转子质量不均衡，导致汽轮机组振动发生变化。出现上述征兆时应立即停机，防止叶片损坏事件扩大。发生叶片损坏应仔细分析原因，予以修复或更换。

损坏原因　叶片损伤原因复杂，可能是许多因素的综合影响，但其主要原因有：①叶片振动强度不合格，运行中叶片振动频率与汽流激振力频率重合，叶片发生共振，或叶片虽没有发生共振，但由于叶片振动应力过大，导致叶片损坏；②叶片结构、连接结构、叶根结构设计或选择不当，使叶片承受应力过大或局部应力集中等，也会造成叶片损坏；③电网频率偏差超过规定范围，使某些叶片发生共振，造成叶片损坏；④凝结水、给水、蒸汽质量低劣，腐蚀介质浓缩，使叶片材料耐振强度下降，导致叶片腐蚀疲劳损坏，这种损坏多见于干湿蒸汽过渡区或湿蒸汽区内工作的低压段叶片；⑤汽轮机水冲击、超速，造成叶片损伤；⑥材料理化性能不符合技术规范，或加工装配质量不符合工艺规范，但这种情况已较为少见。

损坏处理　首先是分析叶片损坏的原因。确定叶片损坏的状况、范围、部位及数量；尽量把损坏叶片及连接件残骸搜集齐全，尤其要注意叶片断口不能受污损破坏；调查机组运行情况，进行叶片振动特性测定，并与机组历史资料进行对比分析；进行叶片热力及强度核算，检查叶片在设计、加工、装配等方面存在的问题，与同型机组同型叶片的运行情况进行分析比较；进行材质分析和断口分析，其中断口分析对确定断裂原因尤为重要。在以上工作基础上，最终确定叶片损坏的原因。

防止叶片损坏的措施　损坏原因找到后，便可提出叶片的改进和修复措施。叶片损坏大部分是由于振动特性和振动强度方面的问题。如因抗振强度不足，则需重新设计新型叶片；如为振动特性不合格，则需调频（见叶片振动）；如为应力腐蚀或材质问题，则需改进蒸汽品质或改用合格材料的叶片。叶片损坏也可能因外来原因造成，如低频运行或遭受水冲击，则解除外因后照原样修复叶片便可安全运行。有时整级叶片损坏，短时间内不易修复，往往摘除全级叶片，只留叶根在槽内，使机组迅速恢复发电。但这种情况应进行通流部分核算，确定安全出力，不能使某些级的叶片过负荷。

yepian zhendong

叶片振动　(blade vibration)　叶片在汽轮机运行时不断受到周期性激振力作用而产生的运动。当叶片固有频率与激振力频率相等或相近时，将引起叶片的共振，使叶片振幅达最大值，产生较大的动应力。另外，长叶片在某种条件下，有可能发生自激振动或随机振动。叶片损坏多数由叶片振动引起。因此，应该考虑叶片在交变激振力、振动响应及动应力等条件下的承载能力，即叶片动强度。为了确保叶片工作的安全，必须同时满足静强度和动强度的要求。

汽流激振力按其基本频率分为两类：一类是喷嘴叶栅出口边厚度引起的、频率为 Zn 的高频激振力（Z 为整周喷嘴数，n 为工作转速）；另一类是由于结构上的因素或制造、安装偏差所引起的、频率为 n 的低频激振力。但是脉冲汽流沿叶片周向分布是不均匀的，不是一个简单的正弦（或余弦）波的叠加，其各阶谐波分量可用谐波分析方法得到。因此，叶片在这个不均匀汽流场中转动时，不仅受到基频激振力的作用，还要受到倍于基本频率的 kn 或 kZn 的多个激振力作用，k 为激振力基频倍率。当 k 值增加时，激振力幅值减小，叶片振动的危险性也减小。因此，叶片在低频不均匀汽流场中旋转时，实际上主要考虑 $k=1\sim6$ 激振力的作用。同理，叶片在基频为 Zn 的不均匀流场中旋转时，主要考虑 $k=1\sim3$ 的激振力的作用。

叶片振动类型　包括：①弯曲振动，其中绕截面最小主惯性轴的振动称为切向弯曲振动，绕截面最大主惯性轴的振动称为轴向弯曲振动；②扭转振动，为绕沿叶片长度方向各截面重心轴线的振动。叶片主要振型分类示于表 1。对于扭叶片特别是扭曲度大的长叶片，实际上切向、轴向弯曲振动和扭转振动互相耦合成复杂振动而难以分开，按其各种振型固有振动频率从低到高依次排列称为一阶、二阶、三阶……振型。对整圈连接叶片组也与叶轮振动一样，存在一系列不同节径数 m 的振型，全周共有 $2m$ 只叶片不参与振动，其余叶片在节径两侧振动，相位相反。其频谱和振型比其他型式叶片组复杂。

表 1　叶片振动分类简图

振动分类			切向弯曲振动		轴向弯曲振动		扭转振动	
自由叶片	代号		A_0 (QA_0)	A_1 (QA_1)	ZA_0	ZA_1	N_1	N_2
	振型图							
成组叶片	相同振动	代号	A_0 (QA_0)	A_1 (QA_1)	ZA_0	ZA_1	N_1	N_2
		振型图						
	异相振动	代号	B_0 (QB_0)	B_1 (QB_1)	X (ZN_1)		U (ZN_2)	
		振型图						

注：1. 振动节点数用下角标 0、1、2、3…表示。
2. 括号前的代号为推荐使用的代号。

叶片和叶片组的振型很多，在设计时不必对所有的振型加以校核。实践经验证明，只有 A_0、B_0、ZA_0、A_1 型是最危险的，一般情况下，都必须调开共振，只有当叶片的蒸汽弯应力较小时才允许在共振下运行。

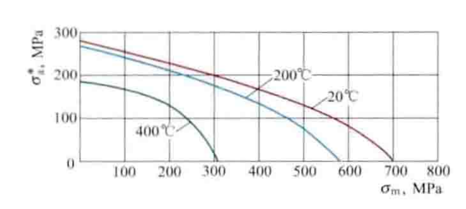
静频率和动频率 分别指叶片在静止和运行状态时的固有振动频率。由于在旋转状态下叶片承受很大的离心力，增加了刚度，因此，一般情况下叶片的动频率高于其静频率，其关系为 $f_d=\sqrt{\frac{E_t}{E_{20}}f_s^2+Bn^2}$，式中 f_d 为工作条件下的动频率；f_s 为室温条件下的静频率；E_t、E_{20} 分别为工作温度和室温时叶片的材料弹性模量；B 称为动频系数。f_s 和 B 可由计算或试验求得。

叶片固有频率计算 上面讨论了叶片的激振力频率和叶片振动的危险振型。为了防止在运行中产生这些危险振动，必须算出与其相应的叶片固有频率，以便在叶片设计中充分考虑将它们与激振力频率调开。

叶片固有频率有各种计算方法，各有其适用的范围。叶片按照弹性梁来处理，计算公式简单，适用于直叶片；能量法计算扭叶片的基调频率方便可行；中等叶高成组扭叶片可采用改进的变形谐调法。随着电子计算机的广泛应用和计算技术的发展，长叶片普遍采用弯扭联合振动法和有限元法计算叶片频率及振型，使计算值更接近于实际值。

对运行的叶片进行振动特性校核，其固有频率及振型可通过实测确定。叶片静频测量常用方法有自振法和共振法。叶片动态振动测量，在电厂中可对运行机组用无线电遥测技术测量叶片动频率和动应力，也可在制造厂动平衡台上测量叶片动频率。

汽轮机叶片振动强度安全准则 判别汽轮机叶片工作中抗振安全性的设计和考核依据。叶片振动强度安全准则的基本思想，就是保证叶片振动的动应力幅值小于叶片材料耐振强度（复合疲劳强度），并有一定的安全裕量。但一般情况下动应力幅值与叶片蒸汽弯应力有密切关系。因此通过大量的统计分析，用经修正后的材料耐振强度和蒸汽弯应力之比作为叶片振动强度安全性的判据。引入安全倍率 $A_b=\frac{K_1K_2K_d\sigma_a^*}{K_3K_4K_5K_\mu\sigma_{sb}^*}$，式中 σ_a^* 为材料的耐振强度（见图），不同材料有不同的耐振强度，并取决于考核截面处的平均应力 σ_m 和工作温度；σ_{sb}^* 为按振动方向计算的蒸汽弯应力，对切向振动为绕最小主惯性轴的弯矩所产生的弯应力；K_1 为介质腐蚀系数，K_2 为表面系数，K_d 为尺寸系数，这些是对耐振强度的修正系数；K_3 为有效应力集中系数，K_4 为通道系数，K_5 为流场不均匀系数，K_μ 为成组影响系数，这些是对蒸汽弯应力的修正系数。



1Cr13 叶片材料复合疲劳强度图

叶片振动强度安全准则要求 $A_b\geqslant[A_b]$，式中 $[A_b]$ 为安全倍率界限值。对工作中允许共振的不调频叶片和工作中不允许共振的调频叶片规定了不同的 $[A_b]$ 值，而针对不同的振型和频位（动频率与工作转速之比）取值也不同。

不调频叶片振动强度安全准则 主要内容有：①切向 A_0 型振动与 kn 共振（k 为谐波阶次，n 为工作转速）的全周进汽叶片，$[A_b]$ 值按表 2 确定。②切向 B_0 型振动与 Zn 共振（Z 为整级静叶片数或当量喷嘴数）的叶片，$[A_b]=10$。③切向 A_0 型振动与 Zn 共振的叶片，全周进汽级 $[A_b]=45$，部分进汽级 $[A_b]=55$。以上准则适用于隔板结构冲动式轴流级。

表 2 切向 A_0 型振动与 kn 共振叶片的安全倍率界限值 $[A_b]$

k	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13～20	>20
$[A_b]$	10.0	7.8	6.2	5.0	4.4	4.1	4.0	3.9	3.8	3.7	3.5	3.0

调频叶片振动强度安全准则 对不同调频叶片有不同的准则，均适用于隔板结构冲动式轴流级。

（1）第一种调频叶片振动强度安全准则：切向 A_0 型振动频率调开 kn 激振力频率且频位不超出 6 的叶片（组），为第一种调频叶片，其振动强度安全准则包括调频指标和安全倍率界限值的规定如下：

调频指标，对于额定转速 3000r/min 的汽轮机，当频位介于 k 和 $k-1$ 之间时，作为调频叶片（组）的动频率应满足 $f_{d1}-(k-1)n_1\geqslant7.5$Hz 及 $kn_2-f_{d2}\geqslant7.5$Hz。式中 n_1 为工作转速上限 50.5Hz；n_2 为工作转速下限 48.5Hz；f_{d1} 为工作转速 n_1 时的动频率，f_{d2} 为工作转速 n_2 时的动频率，k 为转速倍率，即谐波阶次。

安全倍率界限值 $[A_b]$ 按表 3 确定。

表 3 第一种调频叶片安全倍率界限值 $[A_b]$

频位范围		2～3	3～4	4～5 及 5～6
$[A_b]$	自由叶片	4.5	3.7	3.5
	成组叶片	3.0		

（2）第二种调频叶片振动强度安全准则：切向 B_0 型振动频率调开 Zn 激振力频率的叶片组为第二种调频叶片，其振动强度安全准则包括调频指标和安全倍率界限值的规定如下：

调频指标：当叶片组 B_0 型振动静频率（经温度修正）在 Zn 激振力频率之上时，即当 $f_{s1}>Zn$ 时，要求避开率 $\delta_f=\frac{f_{s2}-z_n}{z_n}\leqslant15\%$ 为安全；当静频率在 Zn 之下时，即 $f_{s2}<Zn$ 时，要求避开率 $\delta_f=\frac{z_n-f_{s2}}{z_n}\leqslant12\%$ 为安全。式中 f_{s1} 为叶片组最低的 B_0 型振动静频率（经温度修正）；f_{s2} 为叶片组最高的 B_0 型振动静频率（经温度修正）；n 为额定转速；Z 为静叶片数（或当量喷嘴数）。

安全倍率界限值 $[A_b]$：第二种调频叶片的 A_0 型振动频率一般多大于 300Hz，即 k 大于 6，应为第一种不调频叶片，$[A_b]$ 值按表 2 确定，如果合格，就可作为第二种调频叶片而安全使用。

yeli lianzhouqi

液力联轴器

（fluid coupling） 利用液力传递力矩的变速装置，也称液力耦合器。液力联轴器设置在电动机和被驱动装置之间，用于传递力矩和改变被驱动装置的转速；为适应高转速装置的要求，往往还带有增速齿轮，在电厂中电动给水泵常采用液力联轴器（外形见图 1)。给水泵采用变速调节方式，是为了当机组负荷变化时，减少锅炉给水调节阀的节流损失，并方便起动运行。

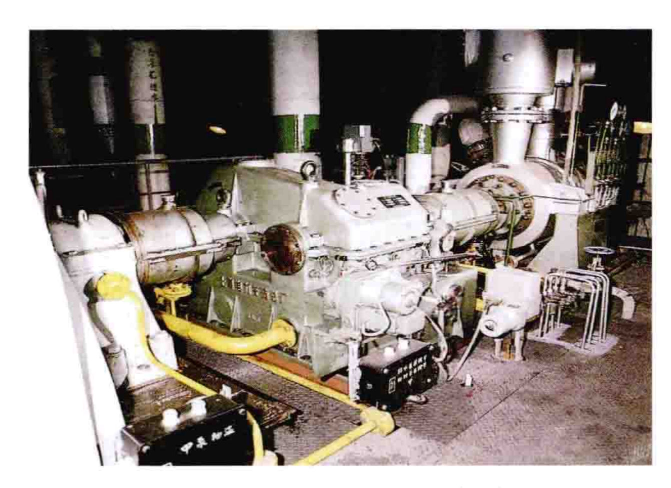


图 1 给水泵变速传动用的液力联轴器

结构原理 液力联轴器的核心部分由具有叶片的泵轮和涡轮组成，二者形成工作腔室，如图 2 所示。液力联轴器的主动轴 1 与电机轴相连（或经由增速齿轮），将扭转力矩传递至泵轮 2 的工作叶片。叶片为径向型，分布在与旋转轴垂直的平面上或与之成一角度。旋转的工作油由泵轮叶片甩出，进入并冲击涡轮 3 的叶片系统，从而传递力矩使连接在涡轮轴（即从动轴）上的给水泵旋转。传递力矩的大小与工作油在工作腔的油量有关。

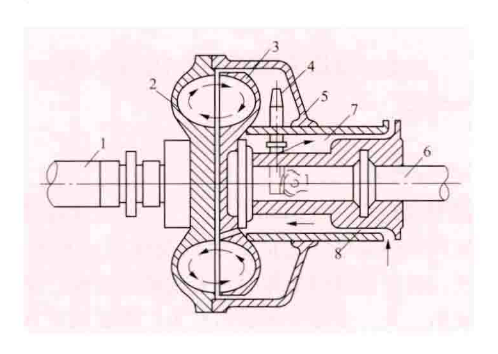


图 2 液力联轴器装置图

1—主动轴；2—泵轮；3—涡轮；4—勺管；5—旋转外壳；6—从动轴；7—回油通道；8—控制油入口

工作油沿泵轮及涡轮流道流动时，因有各种损失，液力联轴器要产生滑差，也就是涡轮的角速度 ω_2 总是小于泵轮的角速度 ω_1；油在工作腔中形成环流。滑差的相对值称滑差率 s，它是液力联轴器的主要参数，表示为 $s=1-\frac{\omega_1}{\omega_2}=1-i$，式中 $i=\frac{\omega_1}{\omega_2}$ 称为传动比。优良的液力联轴器的滑差率为 2%～3%。

液力联轴器的工作油需要循环冷却，被驱动装置的转速需要油量进行调节，故在油系统中除油泵之外，还有冷却器、油箱和调节阀等设施。

调节方式 液力联轴器转子的角速度通过工作腔室的充油率进行调节。改变充油率一般有调节出油量的勺管式和调节进油量的喷嘴式两种方式，也可采用两者联合的调节方式。

勺管式 如图 3（a）所示，除工作腔室有工作油流循环之外，还有从泵轮和涡轮的间隙中泄出的油，由于离心力的作用，在随泵轮旋转的涡轮套中形成工作油环。油环中各点的速度和压力与其半径成比例。涡轮套内的勺管插入工作油环中，油环中的油可从勺管泄出。改变勺管所处的径向位置，可改变油环直径，即改变充油量。若使勺管与操作机构相连，并稳定在某一位置，可保持液力联轴器所需的充油量及滑差率。

喷嘴式 如图 3（b）所示，通过调节供油压力，改变工作腔内充油量和滑差率，以控制转速；同时，泵轮套的外沿上设置油喷嘴，工作流体经油喷嘴排至油箱。

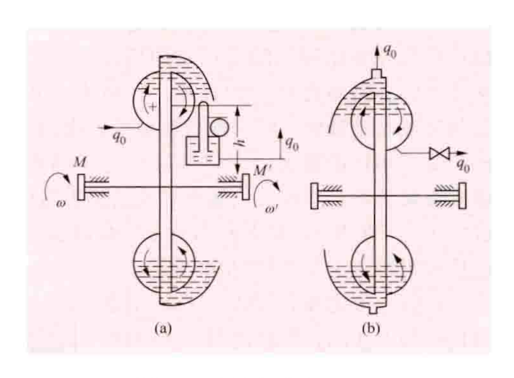


图 3 液力联轴器示意图

(a) 勺管式；(b) 喷嘴式

喷嘴式液力联轴器，由于没有勺管，其结构比勺管式简单，但勺管式液力联轴器的动态性能优于喷嘴式。现代液力联轴器大多采用勺管式和喷嘴式联合调节方式以求快速适应负荷变化。

yetai paizha lutang

液态排渣炉膛 (slag-tap furnace; wet-bottom furnace)

煤燃烧后生成的炉渣在高温下熔化成液态排出的锅炉炉膛。由于高温燃烧，NO_x 排放量比固态排渣高得多，所以应用受到一定的限制，但对低挥发分、低灰熔点、含硫量较低、灰分也不太高的煤，特别是考虑到灰渣的处理和综合利用时，仍是一种可取的炉型。

基本结构 液态排渣炉炉膛有开式、闭式和半开式之分。开式炉膛的下部称为熔渣段，通常在其周围的水冷壁上焊有密集销钉和耐火涂料（少数自然造渣熔渣段炉膛除外），以减少水冷壁的吸热，加上特殊的燃烧器设计与布置，以便在炉底上方形成高温，使灰渣熔化成液态从水平或微倾斜炉底构成的熔渣台（或称熔渣池）上的渣口流出炉膛。上部为冷却段，与固态排渣炉膛一样由光管水冷壁构成。闭式炉膛的熔渣室与冷却室之间设有捕渣管束，高温烟气由此通过进入冷却室。在熔渣段与冷却段之间仅设有一段缩腰（由前后墙水冷壁管向内弯曲形成）的炉膛，介于开式与闭式炉膛之间，称为半开式液态排渣炉膛。液态排渣炉底部设有粒化水箱，从炉底流出的高温液态熔渣，在该水箱内受到水的急剧冷却而水淬成细小的固体渣粒，再通过捞渣机和碎渣机等除渣设备排出锅炉房。

发展概况 液态排渣炉的出现始于 1924 年。各国的燃料情况、锅炉制造的传统习惯和技术水平不同，因此液态排渣炉在各国的发展和采用情况也不同。德国和捷克是液态排渣炉发展最早的国家，其次是美国和苏联。德国的液态排渣炉结构型式繁多，也是使用液态排渣炉最多的国家。

采用液态排渣炉常出于以下原因：①燃用低挥发分燃料时，为了提高燃烧稳定性及降低灰渣不完全燃烧热损失；②燃用低灰熔点燃料时，避免由于炉膛结渣造成的困难；③解决灰渣处理和利用问题。20 世纪 70 年代起，由于固态排渣煤粉炉燃烧技术的进一步发展，以及液态排渣炉受热面金属的高温腐蚀和排烟中 NO_x 相对较高等问题，大大

减缓了液态排渣炉的发展。近年来，在德国已采取措施解决了腐蚀与 NO_x 污染问题。伊本部仁（Ibbenbüren）电厂744.6MW机组的阶梯式U形火焰双室液态排渣炉的成功运行就是个很好的例证，也是世界上最大的液态排渣锅炉。

中国从1958年起曾将某些固态排渣炉改为液态排渣炉，以适应煤种变化和炉膛易结渣的情况。1960年，宝鸡电厂从捷克购进的液态排渣炉投运。1964年，中国开始自行设计制造液态排渣炉。特别在西南地区，燃用无烟煤的液态排渣炉受到用户的重视。1988年又投运了国产670t/h的无烟煤液态排渣炉，华能北京热电厂及杨柳青电厂分别从德国引进的250MW及300MW机组的双拱单阶梯“W”形闭式液态排渣锅炉也于1999年相继投运。

评价　液态排渣炉与固态排渣炉相比有如下优点：①在液态排渣炉内，煤粉气流的着火稳定可靠，几乎不会灭火。在临界负荷（维持正常流渣的最低运行负荷）以上时不需用油助燃。运行人员易于掌握，操作简便。②由于炉内燃烧非常猛烈，液态渣中的可燃物几乎为零，飞灰可燃物也很少。因运行中的过量空气少，排烟热损失也较固态排渣炉为低，锅炉的效率较高，且随负荷变化运行平稳。这些对无烟煤及贫煤尤为突出。③液态排渣炉的捕渣率高，约为15%～70%，大部分细灰变成小直径的粒化渣，不飞扬，储运方便，对周围环境污染小。而且粒化渣经磨细后是制造水泥的极好掺合料，也可用于铺路、制造铸石等。④液态排渣炉的烟气飞灰含量少，颗粒细，对受热面金属的磨损轻。⑤粒化渣用过的水和输送渣子的水，不被盐和酸类污染，经过过滤沉淀处理后可循环使用，这对缺水地区十分有利。⑥由于过量空气系数比较小，降低了燃煤所需的空气量和产生的烟气量，送风机、引风机的耗电量较小。

液态排渣炉也存在一些缺点：①不同程度地存在炉底析铁和积铁，以及炉膛受热面金属高温腐蚀问题。②临界负荷和低负荷运行的时间，受到液态排渣工况的影响。③对于多灰分、高灰熔点的煤，流渣比较困难，灰渣的物理热损失也大。④由于炉内燃烧温度高，使灰的某些成分升华，易引起对流受热面致密结灰。⑤向大气排放的 NO_x 比固态排渣炉高得多，必须采取有效的脱硝措施。

yetai paizhalu yunxing

液态排渣炉运行　(operation of wet-bottom boiler)

液态排渣炉运行必须保证流渣工况正常，并注意防止析铁、流铁和高温腐蚀。应注意经常监视流渣工况，下部燃烧器应经常投入并及时调整其燃烧工况，始终保持下部有较高温度使流渣畅通。

液态排渣炉运行监视项目包括：①若渣池上方气流混浊，渣口附近有浮灰及火星出现，则表明渣池上方严重缺风，可能是煤粉离析加剧；②粒化水箱中出现飘浮的白渣，则表明已发生析铁，此时还应注意防止由此引起粒化水箱堆结大渣；③渣流白亮而流动顺畅，落水时有火星飞溅，甚至有异声时，则表明已有纯铁流出，应注意防止产生严重“氢爆”。出现上述现象之一时，应立即采取调整措施，如加大下排二次风量及总风量等。

液态排渣炉注意调整：①加强电厂燃煤管理，不能大量单独燃用高灰熔点煤种。当运行中出现流渣困难时，应及时调整炉膛下部燃烧工况，如适当调整四角下二次风风量或减少总风量等。②经常检测并保证合格的煤粉细度。③组织合理的炉内空气动力场，及时调整一、二次风的配风工况，防止火焰贴壁冲墙；确保风粉配合恰当、混合良好，以减轻水冷壁面附近的还原性气氛，防止管壁的高温腐蚀。液态排渣炉的主要配风工况列于表内。④对含硫量较高的煤种，与固态排渣炉相比，更应注意保持适当的暖风器出口风温，以防空气预热器低温段的腐蚀或堆灰。

液态排渣炉配风工况的参考数值

煤种	挥发分 V_{daf}（%）	炉膛出口过量空气系数	直流燃烧器				煤粉细度 R_{90}（%）
			一次风率（%）	w_1（m/s）	w_2（m/s）	w_3（m/s）	
无烟煤	6～10	1.15	13～15	25～27	40～50	50～60	6～8
贫煤	10～20	1.10	15～20	25～27	40～50	50～60	8～10
烟煤	20～40	1.10	20～38	约30	40～50	50～60	15～25

液态排渣锅炉其他运行问题参见锅炉经济运行、锅炉燃烧调整。

yeti ranliao

液体燃料　(liquid fuel)

在常温常压下呈液态的、能产生热能或动力的天然以及加工处理所得的有机可燃物质。锅炉燃用的液体燃料有重油、渣油、柴油和石油（亦称原油）等。根据中国燃料政策，燃油锅炉首先应燃用重油和渣油。

重油是由裂化重油、减压重油、常压重油或蜡油等按不同比例调和制成的。根据中国行业标准SH0356，按80℃的运动黏度值将重油分为20、60、100号和200号四个牌号。牌号的数目约等于该油在50℃时的恩氏黏度°E50，其质量指标见表1。20号重油用在喷嘴较小（30kg/h以下）的燃油设备上；60号重油用于中等出力喷嘴；100号和200号重油用在具有预热设备的大型喷嘴燃油炉上。

表1　重油的质量指标

项　目	重　油　牌　号			
	20号	60号	100号	200号
黏度（°E50）不大于	5.0	11	15.5	5.5～9.9（°E100）
凝固点（℃）不高于	15	20	25	36
闪点（开式）（℃）不低于	80	100	120	130
灰分（质量分数不大于,%）	0.3	0.3	0.3	0.3
水分（质量分数不大于,%）	1.0	1.5	2.0	2.0
含硫量（质量分数不大于,%）	1.0	1.5	2.0	3.0
机械杂质含量（质量分数不大于,%）	1.5	2.0	2.5	2.5

重油是由碳、氢、氧、氮、硫、水分和灰分组成的，但含碳、氢量高，灰分和水分很少。重油的发热量$Q_{net.ar}$ = 37 600～44 000kJ/kg。因含氢量较高，很容易着火燃烧。燃油炉运行中几乎不会发生炉内结渣和受燃面磨损问题，但重油中硫分和灰分对受热面腐蚀和积灰的影响要比煤粉炉严重得多。锅炉设计用代表性重油的性质见表2。

表2 锅炉设计用代表性重油性质

牌号	M_{ar}	A_{ar}	C_{ar}	H_{ar}	O_{ar}	S_{ar}	N_{ar}	$Q_{net,ar,p}$	密　度	黏　度	开口闪点	凝点
	%	%	%	%	%	%	%	kJ/kg	g/cm³	°E	℃	℃
200号	2	0.026	83.976	12.23	0.568	1	0.2	41 860	0.92～1.01	100℃时5.5～9.5	130	36
100号	1.05	0.05	82.5	12.5	1.91	1.5	0.49	40 600	0.92～1.01	80℃时15.5	120	25

注：表中成分均为质量分数。

渣油是减压蒸馏塔塔底的残留油，也称为直馏渣油。其主要成分为高分子烃类和胶状物质。原油在蒸馏后，硫分集中于渣油中。相对而言，它的含硫量较高。渣油的黏度和流动性决定于原油本身的特性和含蜡量。

柴油分轻柴油和重柴油两种。轻柴油通常用于火电厂锅炉点火。GB 252—2011《普通柴油》规定了轻柴油的质量标准。锅炉用0号轻柴油组成为M_{ar}=0%，A_{ar}=0.01%，C_{ar}=85.55%，H_{ar}=13.49%，O_{ar}=0.66%，N_{ar}=0.04%，S_{ar}=0.25%；低位发热量$Q_{net.ar}$=42 900kJ/kg。

重柴油在某些小电厂锅炉上也作为燃料用。重柴油按凝固点分为10、20号和30号三个牌号。GB 445—1977《重柴油》规定了重柴油的质量指标。

原油是一种流动或半流动的黏稠液体。其主要组成元素为碳、氢、氧、氮、硫，碳含量占84%～87%，氮含量为11%～14%。油中的水分一般是有害的，水分过高会造成管道或设备腐蚀，增加锅炉排烟热损失和输送动力消耗等。若水分不均匀地混在油中，会使炉内火焰脉动。作为燃料油的原油要经过脱水处理，其含水量应小于2%。

在锅炉中燃用含硫高的油时，必须采取措施预防硫燃烧后生成SO_x对空气预热器、烟道、烟囱的低温腐蚀。还应采用一定的脱硫措施来达到环境保护所要求的排烟中SO_x的容许值。燃料油中含有少量的灰分（一般不超过0.1%），若灰中含盐成分大，则易在燃烧中熔化而黏结在锅炉受热面上，沾污受热面。灰中所含钒和钠的化合物形成的黏灰，在一定温度下会引起受热面的高温腐蚀。

液体燃料用作电厂锅炉燃料，组织燃烧过程时首先要将燃油雾化成细微液滴，液滴受热蒸发并和空气混合而进行燃烧。根据不同雾化方式，一般将燃油加热使其运动黏度降低至12～75mm²/s（恩氏黏度为2～10°E）。

yeti ranliao chuyun xitong

液体燃料储运系统 (liquid fuel transportation and storage system) 火力发电厂燃料油的运输、卸载、储存和厂内供油等相关设备和管线设施组成的系统。

运输　燃料油的外部运输方式根据厂址和运输条件确定。采用铁路运输的火电厂可用油槽车运输；邻近水运枢纽的电厂，可通过油轮或驳船运输；邻近油田或炼油厂时，可设置输油管线直接供油。当燃料油仅用于锅炉点火及助燃时，因消耗量较小，可通过公路用油罐车运油。

卸载　将运输到厂的燃料油卸至油库的设施。

铁路运输，电厂内需设置专用的卸载站台。利用油槽车和低位油罐的位差或卸油泵吸取燃料油，送入油罐储存。对需要降低油黏度的燃油品种，可设置蒸汽或电加热的加温设施。采用蒸汽作为热源时，汽温应低于250℃。

船舶运输，需设卸油码头，利用油轮或码头上的卸油泵，将燃料油送入电厂的油罐。为降低油的黏度，可根据燃油品种设置加温设施。

汽车运输，一般在油库区域设汽车卸油栈台，利用位差或卸油泵卸油。

通过输油管路输送时，可直接送入油罐储存。输油管路可设在地面、埋入地下或在管沟内敷设。输油管道较长时，需设中途升压、加温设施和必要的吹扫点，以免燃料油黏结、堵塞。

储存　燃料油需分类储存在专用油罐内。油罐的数量、容积及布置位置，根据油品种类、耗油量、厂外运输距离、运输能力和厂区内的安全距离等条件确定。燃煤电厂采用节油点火系统时，通常采用较小的油罐容量。油罐区需设防油堤等可靠的安全防火设施。

当储油库距离锅炉房较远时，宜在锅炉房附近设置1座日用油罐，以控制炉前燃油参数，并在锅炉与日用油罐间进行油循环，以节省油泵电耗。

厂内供油　邻近油库区设有油泵房，安装必要的卸油泵、供油泵、油加热器、滤油器、计量装置、油水分离装置及有关的污油处理、安全检测和消防设施，在泵房附近通常还设置独立的消防泵房或化学药剂灭火设施。送往锅炉的燃料油管道一般采取架空布置，并沿管道设置保证燃料油流动的伴热管道以及伴热管道的疏、放水设施。在通往各台锅炉的供油管道上，需设置快速切断阀。

yeti ranliao fenxi

液体燃料分析 (liquid fuel analysis) 应用化学或物理方法检测液体燃料特性和组分含量的方法。火电厂常用的液体燃料品种有重柴油、重油、渣油和蜡油，有时也有原油。分析的项目通常有油品的物理性质，如黏度、闪点、密度、发热量、机械杂质、凝固点，化学组分含量，如水分、硫分、灰分及其化学成分等。分析项目按实际应用划分有现场分析项目和试验室分析项目。现场分析项目用于现场监督油品性质；试验室分析项目用于选择新油品种和对运行状况的分析。液体燃料分析如按测定机理可分为化学分析法和仪器分析法。

化学分析法　依据液体燃料中的待测组成的特有化学反应而进行的分析。一般有硫酸钡法测硫，经典法测碳、氢，

凯氏法测氮等。

仪器分析法　依据液体燃料的物理性质或物化性质用专门仪器进行的分析。前者利用专门仪器测定黏度、闪点、水分、凝固点、机械杂质等；后者如原子吸收光度法分析Ca、Mg、Fe等，火焰光度法测定K、Na等，光电比色法测定钒、砷等，此外还有发热量的测定等。随着科学技术的发展和电力生产的需要，将有更多的仪器分析方法用于液体燃料分析，如核技术和超声波技术等。

yewei jiance

液位检测

（liquid level measurement）　对液体与气体之间或两种密度不同而不相混合的液体之间分界面的位置的测量和显示。液位检测方法可以分为直读法、差压法、浮力法、电测法和其他（如超声波、核辐射、雷达式、磁致伸缩式等）方法。常用的液位检测仪表按照液位检测方法设计制造，包括直读式、差压式、浮力式、电测法、超声波、核辐射液位计，雷达式物位测量仪表，磁致伸缩物位测量仪表。

直读式液位计　利用连通管液柱静压平衡原理工作，液位可从连通管中直接读出，如玻璃板式水位计；也可利用汽、液对光线折射率的不同，用双色光柱来显示液位，如双色液位计。

差压式液位计　利用容器底部静压力与液位高度成正比的原理工作，如锅筒（汽包）水位计。

浮力式液位计　利用液位变化引起液体内浮子或浮筒位置或浮力的变化来测量液位，分为恒浮力式和变浮力式。

电测法液位计　利用浸入液体中的测量元件输出量（电阻、电容、电感）随浸入深度变化而变化的规律进行液位测量。如电接点液位计是利用被测液体与汽（气）体的导电率不同来测量液位的，测量筒上装有电极，液位上升时顺次接通各对电极，再用指示灯或数码管显示其液位。

超声波液位计　利用液位变化改变超声波传播时间来测量液位。

核辐射液位计　利用放射性同位素所发出的射线的强度随射线穿透液体的厚度（即液位高低）的变化来测量液位。

雷达式物位测量仪表　利用雷达波反射的原理测量物位。

磁致伸缩物位测量仪表　铁磁材料或亚铁磁材料在居里点温度以下于磁场中被磁化时，会沿磁化方向发生微量伸长或缩短，称为磁致伸缩效应，又称焦耳效应。磁致伸缩液位传感器是基于以上效应设计的。当磁石加热到一定温度时，原来的磁性就会消失，该温度称为居里点温度。

参考书目

《工业自动化仪表与系统手册》编辑委员会．工业自动化仪表与系统手册．北京：中国电力出版社，2008.

yiban gongye guti feiwu zhucun chuzhichang wuran kongzhi biaozhun

一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准

（standard for pollution control on the storage and disposal site for general industrial solid wastes）　为防治一般工业固体废物贮存、处置场的二次污染，对工业固体废物贮存、处置场污染物容许排放限值所做的规定。GB 18599—2001《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》由中国国家环境保护总局与国家质量监督检验检疫总局联合发布，于2002年7月1日起实施。标准规定了一般工业固体废物贮存、处置场的选址、设计、运行管理、关闭与封场以及污染控制与监测等要求。2013年6月，环境保护部第36号公告发布了《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》等三项国家污染物控制标准修改单，修改了一般工业固体废物贮存、处置场场址选择的环境保护要求的部分内容，取消了场址“应选在工业区和居民集中区主导风向下风侧，厂界距居民集中区500m以外”的规定。

GB 18599—2001适用于新建、扩建、改建及已经建成投产的一般工业固体废物贮存、处置场的建设、运行和监督管理；不适用于危险废物和生活垃圾填埋场。火电厂的灰渣及脱硫石膏属于一般工业固体废物，该标准同样适用。该标准的环境保护要求主要包括场址选择的环境保护要求，贮存、处置场设计的环境保护要求，贮存、处置场的运行管理环境保护要求，关闭与封场的环境保护要求，以及污染物控制与监测。

场址选择的环境保护要求　应依据环境影响评价的结论确定场址的位置及其与周围人群的距离，并经具有审批权的环境保护行政主管部门批准，可作为规划控制的依据。具体包括：应选在满足承载力要求的地基上；应避开断层、断层破碎带、溶洞区，以及天然滑坡或泥石流影响区；禁止选在江河、湖泊、水库最高水位线以下的滩地和洪泛区；禁止选在自然保护区、风景名胜区和其他需要特别保护的区域；应避开地下水主要补给区和饮用水源含水层；应选在防渗性能好的地基上；天然基础层地表距地下水位的距离不得小于1.5m。

贮存、处置场设计的环境保护要求　贮存、处置场的建设类型，必须与将要堆放的一般工业固体废物的类别相一致。新建、扩建、改建贮存、处置场，应履行环境影响评价手续。贮存、处置场应采取防止粉尘污染的措施。贮存、处置场周边应设置导流渠。应设计渗滤液集排水设施，构筑堤、坝、挡土墙等设施，必要时应采取措施防止地基下沉。当天然基础层的渗透系数大于1.0×10^{-7}cm/s时，应采用天然或人工材料构筑防渗层。贮存、处置场周边至少应设置三口地下水质监控井（当地质和水文地质资料表明含水层埋藏较深，经论证认定地下水不会被污染时，可以不设置地下水质监控井）。

贮存、处置场的运行管理环境保护要求　贮存、处置场竣工后必须经原审批环境影响报告书（表）的环境保护行政主管部门验收合格方可投入生产或使用。贮存、处置场禁止危险废物和生活垃圾混入。贮存、处置场的渗滤液达到GB 8978—1996《污水综合排放标准》的要求后方可排放，大气污染物排放应满足GB 16297—1996《大气污染物综合排放标准》无组织排放的要求。贮存、处置场使用单位，应建立检查维护制度和档案制度，定期检查维护防渗工程，定期监测地下水水质，定期检查维护渗滤液集排水设施和渗滤液处理设施，定期监测渗滤液及其处理后的排放水水质，发现不符合要求及时采取必要措施，保障正常运行。

关闭与封场的环境保护要求　关闭或封场前，必须编制关闭或封场计划，报请所在地县级以上环境保护行政主

管部门核准，并采取污染防止措施。关闭或封场后，仍需继续维护管理，直到稳定为止。关闭或封场后，应设置标志物，注明关闭或封场时间，以及使用该土地时应注意的事项。为防止固体废物直接暴露和雨水渗入堆体内，封场时表面应覆土两层，第一层为阻隔层，第二层为覆盖层。封场后，渗滤液及其处理后的排放水的监测系统应继续维持正常运转，直至水质稳定为止。地下水监测系统应继续维持正常运转。

污染物控制与监测　污染控制项目为渗滤液及其处理后的排放水、地下水、大气。监测的相关规定为：渗滤液及其处理后的排放水，采样点设在排放口；采样频率每月一次，测定方法按GB 8978—1996选配方法进行；地下水采样点设在地下水质监控井；贮存、处置场投入使用前，至少应监测一次本底水平；在运行过程中和封场后，每年按枯、平、丰水期进行，每期一次。

yici fengji

一次风机

(primary air fan)　供给锅炉燃料燃烧所需一次空气的风机。按其在系统中的安装位置，有冷一次风机和热一次风机之分。冷一次风机布置于空气预热器之前，从大气或从送风机出口冷风道抽吸空气，并提供所需能量，使空气通过预热器（通常为三分仓预热器）、中速磨正压直吹系统，并输送煤粉经燃烧器进入炉膛燃烧；热一次风机布置于空气预热器之后，将预热器出口的高温空气送入制粉系统作为干燥剂，随后将煤粉经燃烧器输送入炉膛燃烧。

通常一台锅炉配置两台一次风机。由于其压力较高，一般采用离心式风机。冷一次风机也有采用双级动叶调节轴流式风机的。热一次风机输送的是高温空气，轴承需要良好的冷却，机壳需要严密的密封。另外，空气经回转式预热器后，携带有一定的粉尘，其叶轮叶片应考虑选用耐磨材料。由于一次风在三分仓空气预热器中的漏风率远远高于整个预热器的漏风率，所以在确定冷一次风机的风量时，一定要单独计算一次风在预热器中的实际漏风量。

yibiao yu kongzhi de guanlu he dianlan

仪表与控制的管路和电缆

(pipe line and cables of instrumentation and control)　管路与电缆是仪表与控制回路必不可少的组成部分，将仪表与控制系统的设备连接在一起。

仪表管路　按作用划分主要有：①测量管路，传送被测介质的参数信号；②信号管路，传送仪表或控制设备之间的信号；③动力管路，传送气体或液体动力源；④取样管路，分析仪表取样；⑤吹扫管路，为防止测量管路、仪表堵塞而用气体反吹；⑥放空排污管路，仪表或取源部件放空或排污被测介质；⑦伴热管路，为仪表及管路伴热保温。

不同用途的管路，选择原则也不同。取样、测量管路及取压短管的材质和规格应根据被测介质的类别、参数及管路的安装位置进行选择，管路按其测量及安装的要求应合理配备阀门及附件。管路敷设应整齐美观，尽量减少交叉和拐弯，并设置适当的排水或排气阀以及防冻措施等。

仪表与控制用电缆　可分为测量、控制、动力回路用电缆，一般其线芯材质为铜芯。热电偶测量回路用补偿电缆，其线芯材质应与热偶丝相同或热电特性相匹配。电缆或补偿电缆的绝缘层和护套层的材质应根据敷设路径的环境温度，以及是否有低毒、难燃、耐火等要求进行选择。电缆线芯截面按回路的最大允许压降、线路通流量、仪表或模件的最大允许外部电阻及机械强度等要求选择。起止点相近的同类场合电缆可合并选用多芯电缆，但微弱及低电平信号不应与强电回路合用一根电缆。电缆宜采用电缆桥架敷设，同一通道中多层水平电缆桥架宜自上而下排列带屏蔽信号电缆、强电信号控制电缆、电源电缆、电动门动力回路电缆。电缆桥架外的电线电缆一般应敷设在保护管中。电缆敷设应避开爆炸性气体区域及火灾危险区域，当电缆敷设在有可能着火的区域时应实施阻火分隔。（见控制电缆）

yibiao yu kongzhi xitong dianyuan

仪表与控制系统电源

(power supply of instrumentation and control)　为保证仪表与控制系统中全部自动设备安全、可靠、连续工作所需要的各种类型电源。按照仪表、控制设备在仪表与控制系统中的功能、重要性以及设备本身特点来分析，所要求提供的电源是不同的。仪表与控制系统的设备主要包括：①锅炉控制和保护系统的设备和装置；②汽轮机控制和保护系统的设备和装置；③各种测量变送器；④各种电动驱动机构；⑤主辅机系统配套的监视控制装置；⑥辅助车间控制系统的设备和装置等。通常在应用中电源负荷需统一考虑部分信息系统的设备，主要包括：①现场的厂级监控信息系统的设备和装置；②现场的管理信息系统的设备和装置；③视频监视系统的设备和装置；④门禁系统的设备和装置等。

仪表与控制电源按照电压等级及供电性质可分为交流380V保安电源、交流380V厂用电源、交流220V不断电电源、交流220V保安电源、交流220V厂用电源、直流220V电源、直流110V电源、直流24V/48V电源等8种。

仪表与控制电源系统的负荷按照对工艺过程和管理系统运行的影响程度可分为：①常规负荷，包括重要负荷、次要负荷和一般负荷；②不间断电源负荷；③交流保安负荷和直流保安负荷。

交流380V电源　主要用于机组内各种电动驱动机构，包括电动阀门的执行机构和主辅机设备配套供货的动力装置等。

交流220V不断电电源　主要用于机组在起动、运行和停机过程中供电电源不能中断；或中断时间大于继电器做备用电源切换装置的动作时间，会造成仪表与控制设备不能正常工作的负荷；以及对供电电源品质（包括电压、频率、波形等）要求高的负荷。通常包括单元机组的控制和保护系统的设备、信息系统装置等。

交流220V电源　仪表与控制系统中采用交流控制电源支持工作的仪表和控制设备最多。如大量仪表盘上和就地安装的各种仪表；各种阀门的电动驱动装置；调节器和调节阀的执行机构；交流电磁线圈；控制继电器及控制回路；一些与辅机配套的成套控制装置；仪表设备检修电源和保温伴热电源等。根据上述设备在仪表与控制系统中的重要性和功能不同，在供电系统上有所区别，如可采用一路供电或两路电源供电，以及设有备用电源自动投入功能。仪表与控制系统

交流电源一般采用交流 220V 一点接地系统。

直流电源　主要为安全性要求高的控制驱动设备供电，如汽轮机主汽阀关闭用电磁线圈，锅炉燃油电磁阀，一些机组保护用的直流继电器等。由于电厂设有专用的直流蓄电池提供上述直流电源，所以不会受到交流厂用电源停电的影响，保证了这些设备在任何状态下都能控制。

yibiao yu kongzhi xitong qiyuan

仪表与控制系统气源

(air supply of instrumentation and control)　为仪表与控制系统中需要用气的设备提供稳定压缩空气的设备。

特点　火力发电厂中，除采用电源作为动力进行工作的控制设备和装置外，还有许多设备是采用气源作为动力的，主要包括气动仪表、电气定位器、气动执行机构、气动阀门等。在某些场合下，气动设备比电动设备性能更优越。如电动设备在电源消失时无法动作，而气关式气动阀门则在气源消失时能自动打开。为了防止汽轮机停机时与之相连的各蒸汽管道的凝结水进入汽缸，均装有能自动打开的气关式疏水阀，以防止在停电、停气的情况下汽轮机因进水而损坏。用气源驱动的设备，在相同的尺寸下，较电动设备推力大，比通过减速装置驱动的电动伺服机构的行程时间短，且受热环境的影响小。火力发电厂控制系统中采用气动执行机构能减少伺服时间，从而提高调节品质。在锅炉燃烧器附近装设风门驱动执行器时，气动比电动更适应环境温度。锅炉油燃烧器推进装置采用气动的推力大，工作更稳定可靠。在一些防爆的场合，采用气动控制设备也是有利的。

气源品质　由于气动驱动装置所接受的控制信号多为电气量，需要电气转换和放大，其机构要求气源的品质较高，否则易卡涩。气源品质的指标为：含尘量小于 $1mg/m^3$；含尘微粒直径不大于 $3\mu m$；含油量不大于 8mg/kg；在工作气压下（一般为 0.5～0.8MPa），其露点温度比工作环境下的最低温度低 10℃，以保证不会结露。为此，火力发电厂仪表与控制的气源均由专设的仪用空气压缩机提供，并带有灰尘过滤、除油、除水和干燥装置。传输空气的管道采用不锈钢管，在集中供气的地点和某些独立用气点还设有减压过滤器。对瞬时用气量大，需保证迅速安全动作的气动执行器，还专设有独立的储气罐。为了保证供气的可靠性，对重要和集中的用气点（如主厂房内），采用双路供气方式接至母管，然后分别供气到各用气设备。

在仪表与控制系统中，还有少量的需要用气的场合，由于对气源品质要求不高，可由仪用空气压缩机提供，也可由火力发电厂的其他空气压缩机提供。

yinfengji

引风机

(induced draft fan)　将锅炉燃烧产物（烟气）从锅炉尾部吸出并经烟囱排入大气的风机。为减轻烟气中灰粒对风机的磨损，引风机布置在除尘器之后。通常一台锅炉配置两台引风机。

电站锅炉采用的引风机有离心式、轴流式［包括静叶调节（见图）和动叶调节］和混流式三种。大型离心风机多采用双吸双支撑结构及双速电动机驱动，以减小叶轮直径、提高抗振动能力和改善调节性能。采用直板叶片和锯齿形中盘结构可减轻磨损和积灰。轴流式风机的转速较高，磨损敏感性大于离心式风机，因此必须控制烟气中的含灰量，对于动叶调节轴流式风机，含灰量应不超过 $150mg/m^3$（标准状态）。动叶片、导叶片应用耐磨损的材料，或采取喷涂耐磨材料等其他防磨损措施。混流式风机具有离心式和轴流式风机的特点，其转速比轴流式风机低，结构简单，耐磨损性能较好，调节性能优于离心式而低于动叶调节轴流式，失速区域比动叶调节轴流式风机大。在选用时必须注意留有足够的失速裕量，或者选用带有防失速装置的混流式风机，保证在锅炉各种运行工况下都不致落入失速区运行。此外，空气预热器的漏风对引风机的影响很大，应给予足够的重视。



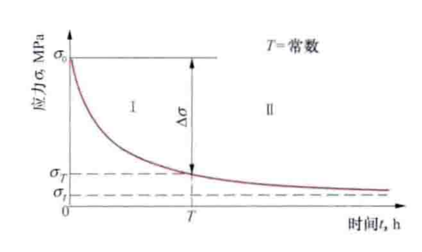
静叶可调轴流式引风机

引风机也可采用汽轮机驱动，如 2010 年 12 月投产的海门电厂 1000MW 超超临界机组上，首次采用汽动引风机，选用凝汽式汽轮机来驱动引风机，进汽来自 4 段抽汽，排汽至凝汽器。

yingli songchi

应力松弛

(stress relaxation)　金属在高温和应力作用下，维持总变形不变，随着时间的延长，弹性变形不断转变为塑性变形，从而不断使应力减小的现象。如用数学式表示，则为 $s(t)=E[e_0-e_p(t)]$，而 $e_0=e_p+e_e=$常数。式中 s 为应力；E 为弹性模量；t 为时间；e_0 为总变形；e_p 为塑性变形；e_e 为弹性变形。由于 e_e 向 e_p 转化，则应力减小。金属在高温下的松弛过程，可用下图所示的典型曲线来表示。松弛曲线可分为两个阶段：第Ⅰ阶段，应力随时间快速降低；第Ⅱ阶段，应力下降逐渐平缓并趋向于恒定，随时间增长接近于平行横坐标的该曲线的渐近线。第Ⅱ阶段的时间较长。



金属典型应力松弛曲线示意图

金属的抗松弛性能是在一定温度与初始应力条件下，金属具有的抗松弛能力。作为应力松弛的判据，一般以规定时间后的剩余应力来表示。紧固件用钢要求有良好的抗松弛性能，例如对汽轮机的高温汽缸螺栓，要求在汽轮机运行相邻两个大修间隔时间后的剩余应力不小于汽缸接合面的最小密

封应力，否则汽缸在运行中会漏汽。抗松弛性能可用应力松弛试验得到，常在不同温度和不同初始应力下对紧固件材料进行应力松弛试验，试验结果可为紧固件选材和保证汽缸在运行中不漏汽的初紧应力选择提供依据。松弛试验的条件对松弛试验结果影响较大。

在火电厂中，应力松弛现象还存在于高温弹簧以及在常温下使用的汽水管道支吊架弹簧等部件上。

yong

㶲 (exergy) 在给定的环境条件下，能量中理论上可以最大限度转换为机械能的那部分能量，又称可用能或有效能（availability），用符号 E 表示，单位为 J。单位质量的㶲称为比㶲，用符号 e 表示，单位为 J/kg。由于热力学系统与环境之间不平衡的性质不同，能量中的㶲可以分为物理㶲和化学㶲。

物理㶲 热力学系统与环境之间由于物理（温度、力等）不平衡时系统具有的㶲。包括热量㶲、热力学能㶲、焓㶲等。

热量㶲 指所传递的热量中在给定的环境条件下能够做出最大有用功的那部分能量，以 E_Q 表示，即

$$E_{x,Q}=\int\left(1-\frac{T_0}{T}\right)\delta Q_{rev}=Q_{rev}-T_0\int\frac{\delta Q_{rev}}{T} \quad (1)$$

式中 δQ_{rev} 为可逆传递微元热量；T 为传递 δQ_{rev} 时热源的（也是热力学系统的）热力学温度；T_0 为环境的热力学温度。热量㶲是过程量。如果系统的温度为恒温，则 $E_{x,Q}=Q_{rev}(1-T_0/T)$。

热力学能㶲 指不流动、不计势能以及无化学反应的封闭系统从任意状态（压力 p、温度 T、内能 U、熵 S 和体积 V）改变到与环境相同的压力 p_0 和温度 T_0 时，最大限度转换为机械能的那部分能量，以 E_U 表示，即

$$E_U=U-U_0-T_0(S-S_0)+p_0(V-V_0) \quad (2)$$

式中 U_0、S_0、V_0 分别为环境状态下系统的内能、熵和容积。

焓㶲 指不计动能和势能、不计扩散效应以及无化学反应时的稳定流动物质从任意状态（压力 p、温度 T、焓 H 和熵 S）改变到与环境相同的压力 p_0 和温度 T_0 时，所能做出的最大有用功，以 E_H 表示，即

$$E_H=H-H_0-T_0(S-S_0) \quad (3)$$

式中 H_0 为环境状态下稳流物质的焓。

化学㶲 热力学系统与环境之间仅仅由于化学不平衡时系统具有的㶲，包括反应㶲和扩散㶲。

反应㶲 指热力学系统在下述条件下进行可逆反应所能做出的最大有用功，就是反应物是以各纯净物质在 p_0 和 T_0 下分别进入反应室；生成物也是以各纯净物质在 p_0 和 T_0 下分别离开反应室。

扩散㶲 在环境温度下通过可逆等温膨胀使生成物的浓度达到与环境中同种物质的浓度相平衡而产生的㶲。

热力学系统总㶲 任意状态热力学系统的总㶲，是它的物理㶲和化学㶲之和。

根据热力学第二定律，热力学系统经历可逆过程后，系统和外界的总㶲不变；经历不可逆过程后，总㶲减少。损失的㶲则转变为在给定的环境条件下不能做有用功的那部分能量（不可用能）。

㶲效率 衡量各种热工设备和热力过程在能量转换中㶲利用份额和系统完善程度的统一指标，定义式为

$$\eta_e=\text{收益的㶲}/\text{支出的㶲} \quad (4)$$

支出的㶲减去收益的㶲就是㶲损失。㶲效率高，则热工设备的㶲利用份额高，系统的完善程度好。

㶲分析是以热力学第一定律和热力学第二定律作为根据的分析，它比传统的以热力学第一定律为根据的能量分析更能够揭示在能量转换过程中㶲损失的数量、部位和原因，为节约能源、改进生产过程和设备系统指明方向。

参考书目

朱明善．能量系统的㶲分析．北京：清华大学出版社，1988.

you chuli

油处理 (oil treatment) 去除油中的水分与污染物及其他有害杂质，使污染和劣化变质的不合格油的使用性能重新得到恢复或改善的技术措施。应根据油质的污染和老化变质程度，确定采用油净化或油再生的方式进行油处理。一般情况下，油质未劣化变质，只是受到机械杂质和水分的污染，可采用油净化方式处理（见油净化）；如果油质发生了劣化变质，则应采用油再生方式处理（见油再生）。

you jinghua

油净化 (oil decontamination) 采用机械过滤、离心分离、真空过滤和聚结分离过滤等物理净化方式去除油中的污染物（机械杂质）与水分的净化油的过程。

机械过滤是借助于油泵压力使油通过过滤介质（滤纸或其他过滤材料）以除去油中水分、游离碳、纤维及其他机械杂质。离心分离是基于油与水分、碳渣、油泥等杂质的密度不同，使油在离心式分离机的离心力作用下分离出水分及杂质。当油中水分、杂质较多时，离心分离比机械过滤效果好。真空过滤是通过真空过滤装置，使油在一定温度和高真空下雾化或形成油膜，从而脱去油中的气体和水分，此方法适用于对油的深度脱气、脱水处理，能够去除油中的游离水、乳化水和溶解水。聚结分离过滤是使油通过聚结滤芯和分离滤芯去除油中的游离水分的方法，其中聚结滤芯依靠其亲水作用能使油中微小的游离水珠凝聚成较大的水珠，由于其重力作用使水珠沉降到油的底部，以实现油与水的初步分离；分离滤芯是依靠其表面的拒水作用只能使油通过而水珠不能通过的一种滤芯。聚结和分离滤芯一般安装在同一个滤壳内。由于聚结分离式滤油机只能去除油中的游离水、而不能去除溶解水，所以，这种滤油机一般适合于汽轮机的在线和离线净化脱水处理，不适用于处理变压器油。

you laohua

油老化 (oil aging) 变压器油、汽轮机油、抗燃油等在使用过程中有一个或多个性能指标随时间而发生劣化的现象。

运行油老化后产生的老化产物，如酸性物质、油泥、胶

质等聚集在油中，会严重损害油的物理化学性质和使用性能，如使油的颜色变深、黏度变大、酸值升高、界面张力降低等。对变压器油，这些老化产物还会降低油的介电性能，并促进油浸纤维质绝缘材料的老化；特别是油泥沉淀物可能引起油道堵塞、散热不良，严重时会导致设备绝缘损坏。对汽轮机油，这些老化产物还会降低油的抗乳化性能，当有水同时存在时，会引起油的乳化而影响到油的润滑性能、防锈性能，使机组轴承磨损或油系统锈蚀，甚至引起机组振动；对于抗燃油，油的老化产物会加速油的劣化，使油的电阻率降低、导致伺服阀电化学腐蚀引起内漏，油泥沉淀物还会造成机组调速系统执行机构部件卡涩。

原因与影响因素　油老化的原因有内在因素和外在因素。内在因素主要是油的化学组成如油的分子结构、所含的抗氧化成分等；外在因素主要指油的使用条件如温度、空气中的氧、催化剂（又称触媒剂）、电场强度以及设备运行工况等。在密闭系统内，主要是热和电场的作用；在非密闭系统内，还有空气中氧的作用；而在一些特殊系统内，还可能有光、高能辐射及其他因素的作用。

油的化学组成决定其氧化安定性。对矿物油而言，组成油的不同烃类化合物具有不同的抗氧化特性，且其氧化产物也有所不同。因此改进油品的生产工艺，采用适当的炼制方法和提高油品精制程度以获得优良的化学组成以及添加合适的抗氧化剂，是提高油氧化安定性的根本途径。

温度对油老化的影响符合热力动力学原理。一般来说，在其他条件相同时，在较高温度下，每增加10℃，油氧化速度约增加一倍。随着温度的升高，老化产物产生量不断增加。当温度达到油的裂解温度时，会伴随油的热解，生成较多的水和二氧化碳，并出现低分子烃类气体和碳等。因此，让油尽量保持较低的运行温度并避免油系统出现局部过热（热点），可延缓油的老化。

氧浓度直接影响油的老化速度。氧浓度增加会加速油的老化，从而产生更多的油泥沉淀物。在非密闭系统中，油不可避免地要与空气接触，如增加二者的接触面积便会增加油的溶解氧量，使油老化加快。

许多金属及其盐类对油的氧化都具有催化剂的作用。其中铜（包括铜合金）、铅及一些金属皂化物的催化活性较强。铁的活性虽较铜弱，但两者组合则催化作用变强。不良的油漆、橡胶及其他材料也都会促进油的老化，有时会使油产生较多的低分子酸或油泥。当有水分同时存在时，这些催化剂的作用会强化，且助长老化油的腐蚀性。当油已明显老化时，聚集在油中的一些老化产物也会促使油的老化进一步加快。所以应尽可能随时消除运行油中出现的有害物质（如水分、皂化物、金属杂质颗粒等）。

电场对油的老化影响决定于电场强度。在较低电场强度作用下，一般会促使油中氧化产物加快变为油泥并生成较多的水分。在高电场强度（包括局部放电）作用下，由于可能产生氧自由基而更加速油的老化，同时还会促进油的裂解而析出气体（主要是氢及低分子烷烃），在一些情况下还会产生蜡状沉积物（X-蜡）。有电弧放电会加速油的裂解，产生大量可燃性气体（包括氢与低分子烃类气体）和游离碳等。在放电作用下，油的产气速率与放电量呈比例关系。充油电气设备中电场的影响虽无法避免，但可设法减轻。对高电压等级的设备，选用兼有优良的热氧化稳定性和电稳定性的油品是主要的措施。

高能辐射一般会使油的分子发生聚合和裂解，析出气体并产生油泥，还可能破坏油中的添加剂，加速油质的劣化。其作用大小与所吸收的能量有关。因此，辐射环境下的润滑油系统所用油品，应具有较好的抗辐射化学稳定性。

过程与机理　矿物油的氧化过程符合自由基反应的动力学特征，是一种链反应过程。在有氧的作用下，属于烃类自动氧化的链反应过程，而在热或电场的作用下，则属于烃类裂解的链反应过程。链反应一般可分为三个阶段：①开始阶段（链的引发），称为诱导期，此时几乎无氧化产物生成，油质无明显变化。烃类分子、氧在热、光或金属离子活性作用下产生自由基；②发展阶段（链的发展），称为反应期，这些自由基再与烃类分子作用繁殖新的自由基，从而形成连锁反应。表现为油氧化速度加快，产生大量氧化产物，油质变化明显；③停滞阶段（链的断开），在一定条件下，活性自由基相互结合形成稳态分子而使链反应终断。表现为油氧化速度减慢，油质变化呈现停滞现象。

诱导期可以表征油的氧化安定性，它与温度、油的化学组成以及某些抑制剂与催化剂的存在有密切关系。延长油的氧化诱导期（如添加抗氧化剂）便能延长油的使用寿命。

油中添加抗氧化剂也是基于这一机理，抗氧化剂实际上是一种自由基捕捉剂或过氧化物分解剂，从而延缓了油的自动氧化过程。

预防措施　为防止运行油的老化，根据用油设备的结构特点和运行条件，采用不同的预防措施。

（1）对于变压器油防止或减少空气（氧）、水分、杂质的侵入，如对充油设备采用空气干燥呼吸器、隔膜密封、充氮保护或全密封结构等。

（2）对于汽轮机油、抗燃油，采取旁路再生净化设备及时清除运行油中的水分、杂质和老化产物，如采用吸附剂连续再生装置（又称净油器）、真空滤油、旁路过滤装置等。（见油处理和油再生）

（3）提高油的氧化安定性，如在油中及时添加抗氧化剂（常用的有2，6-二叔丁基对甲酚）。

（4）优化油系统设计，消除油系统的过热点、匀化电气设备中的电场强度分布等。

实践表明，几种预防措施的联合应用具有协同效应，可大大减缓油的老化。改进用油设备的系统设计、加强运行油的监督维护、开发应用性能更好的新油品等，对于延长油的使用寿命、保障用油设备安全运行有着重要意义。

you qi ranshaoqi

油、气燃烧器　(oil and gas burner)　利用射流或组合射流燃烧油、可燃气的装置。若火力发电厂以重油或渣油和天然气作为主燃料，则锅炉应配有油、气燃烧器。它由燃料喷嘴和配风器两部分组成。

油燃烧器　燃油通过油喷嘴雾化成一圆锥形的油雾射流（锥角称为雾化角 $\alpha=40^{\circ}\sim110^{\circ}$）与配风器射出的空气射流在炉膛内强烈混合着火燃烧。雾化良好和合理配风是油高效、安全燃烧的基本条件。合理配风的要点是：①必须从根部配

风；②有恰当的回流区；③射流强度高，保证混合良好。

油喷嘴按雾化原理可分为压力机械雾化、蒸汽雾化和空气雾化三种方式，其中空气雾化油喷嘴常用于小型锅炉。压力机械雾化油喷嘴（见图1）是依靠油压，使燃油通过喷嘴的旋流室产生强烈旋转后，由中心孔喷出而将油撕裂形成油雾（油雾粒度为120～180μm），喷出的油量用油压调节，调节比为1∶1.4。如采用喷嘴旋流室中部回油（见图2）来调节油量，则调节比为1∶4。蒸汽雾化常采用Y型（见图3）和I型喷嘴（见图4），利用蒸汽作为雾化介质，在喷嘴内油和蒸汽混合后喷出，骤然的膨胀使油雾化（油雾粒度小于120μm），借助蒸汽压力调节油量，调节比可达1∶10。

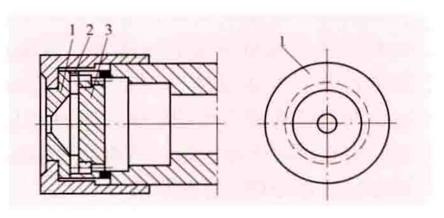


图1　压力机械雾化油喷嘴

1—雾化片；2—旋流片；3—分油嘴

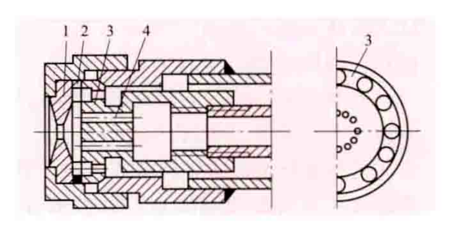


图2　分散小孔回油喷嘴

1—雾化片；2—旋流片；3—分油嘴；4—回油孔

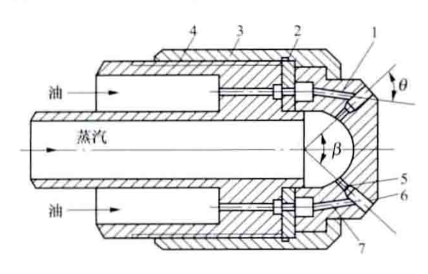


图3　Y型喷嘴

1—喷头；2—分流片；3—压紧盖；4—喷头座；5—蒸汽进口管；6—油汽混合段；7—油进口管

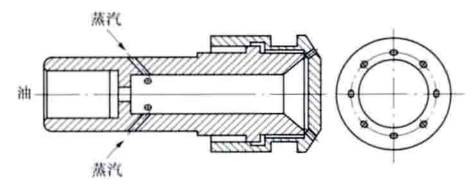


图4　I型喷嘴

配风器常用的有直（平）流式和旋流式（见图5）两种，直流式配风器是空气通过矩形或文丘里型通道高速喷出（速度大于45m/s），在炉膛内与油喷嘴喷出的雾化射流强烈混合。旋流式配风器为空气通过切向或轴向旋流叶片产生旋转射流（旋流度为可调）与油雾射流混合。二者的中心部位均有旋流稳燃罩，少量空气通过稳燃罩到达油雾根部，并形成旋转气流，产生高温烟气的回流卷吸，稳定着火燃烧。

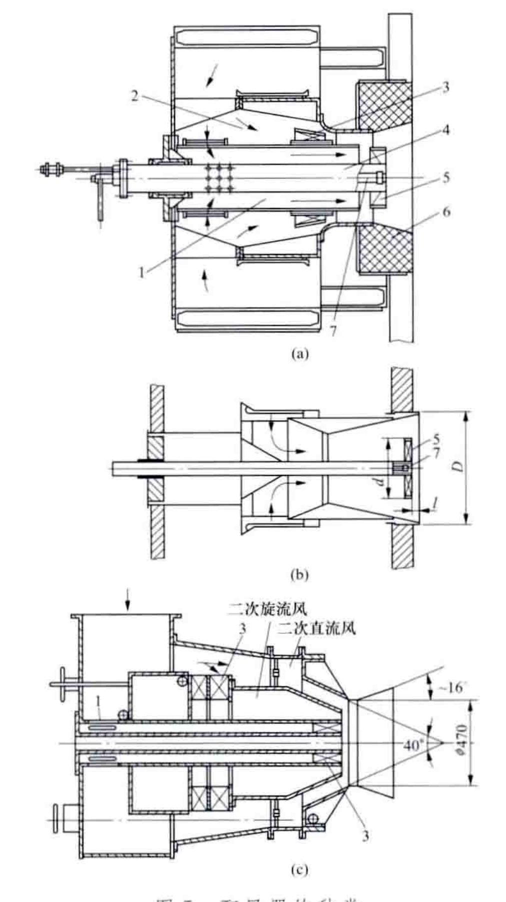


图5　配风器的种类

(a) 旋流式配风器；(b) 平流式配风器；(c) 双通道配风器

1—一次风；2—二次风；3—旋流器；4—中心管；5—稳焰器；6—石旋口；7—油喷嘴

通常燃油锅炉都采用低氧燃烧（$\alpha \leqslant 1.05$），以减轻受热面低温腐蚀，降低NO_x的排放。

气体燃烧器　按燃气喷射方式燃气喷嘴有多枪式进气平流式燃烧器（见图6）、中心进气天然气旋流式燃烧器（见图7）和周界进气式燃烧器（见图8）。燃气以高速喷出（大于100m/s），与配风器喷出的空气射流正交强烈混合后入炉膛燃烧。

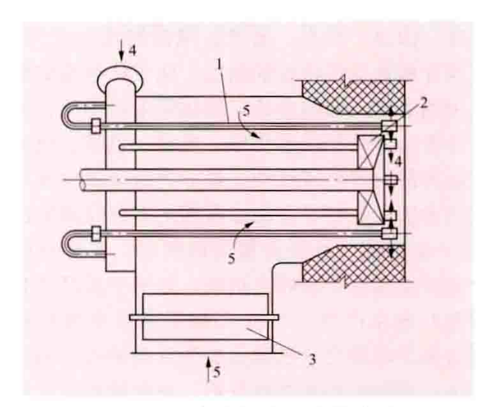


图6　多枪进汽平流式燃烧器

1—天然气枪；2—稳燃器；3—挡板风门；4—天然气；5—空气

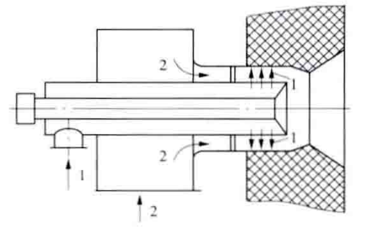
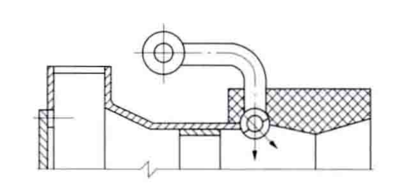


图7　中心进气天然气旋流式燃烧器

1—天然气；2—空气


图8　周界进气式燃烧器

燃气配风器与燃油配风器相同，最常用的是直（平）流配风器。

you shiyan fangfa

油试验方法 (oil testing method) 应用物理、化学原理测定油品性能参数及油中物质含量的方法。油质标准中的各项质量指标与所采用的试验方法密切相关，为保证试验结果的相对可比性、科学性，须制定统一的标准试验方法（包括采样方法）。在标准试验方法中，对方法的原理，适用范围、所用仪器、试剂、试验条件、试验步骤、计算公式及精密度等都作了详细的规定。油质标准对各项指标一般都规定了相应的试验方法。

油试验方法可分为经典法和仪器分析法。根据检测方式不同，可分为现场检测、试验室检测和在线监测。

现场检测　可采用外观目测法，如外状、颜色、透明度、游离水或乳化水、游离碳、固体沉淀物等项目的测定；有时也可采用便携式仪器或简单仪器，如击穿电压等项目的检测。

试验室检测　包括黏度、闪点、凝点、密度、酸值、界面张力、电阻率、击穿电压、氧化安定性等项目的测定，以及采用仪器分析折光率、比色散、颗粒度、添加剂含量、微量水分、酸值（电位滴定法）等项目的测定。

在线监测　无需采集油样，依靠提前安装于油系统管路上的仪器设备对油质直接进行检测的方法。变压器油中溶解气体实现了在线监测，而对于电力用油的其他指标的在线监测方法以及在线检测的仪器还都处于研制阶段。随着诊断技术的发展，在线监测技术也将得到不断开拓。

经典法　使用特定的试验仪器并按照规定的试验操作步骤进行。按测定原理，经典法包括物理法和化学法。物理法包括如黏度、闪点、凝点、密度、泡沫特性、空气释放值、破乳化度及介电性能等项目的测定；化学法包括如酸值、皂化值、添加剂含量、腐蚀性硫、氧化安定性等项目的测定。

仪器分析法　可使用电化学、光谱、色谱、质谱等分析法，测定油质的主要组成结构、成分含量及油中含有的一些微量物质的方法。电化学分析法常用的有电位滴定法和库仑（电量）法，如酸值、水分含量等的测定；光谱分析法常用的有红外光谱法和原子吸收光谱法，如油中芳烃含量、绝缘材料（如纸）老化产物、2，6-二叔丁基对甲酚抗氧化剂含量及金属含量等的测定；色谱分析法常用的有气相色谱法和液相色谱法，如油中溶解气体分析、油的族组成分析、添加剂含量分析、油纸绝缘老化产物（如糠醛）分析等；质谱分析法大多采用色谱-质谱联用，如油中溶解气体组分分析、六氟化硫的低氟化物分析等。超高压设备和大型汽轮机用油的颗粒度分析，也是采用仪器分析法。

一些经典法使用的仪器不断改进，如自动闪点仪、自动凝点仪、自动界面张力仪等，但要求所使用改型仪器的测定结果与原方法无显著性差异，且精密度不低于原方法。

youwushui chuli

油污水处理 (treatment of oil waste water) 将含油污水中的油分去除，使水质达到排放标准的工艺。发电厂的油污水主要是储油罐的排水、油罐车排水、卸油栈台冲洗水、油泵房排水、输油管路吹扫排水、主厂房汽轮机和转动机械轴承油系统排水、油罐区降雨排水以及地面冲洗水等，含油量约为 600～10 000mg/L。油污水排入河流、湖泊或海湾会污染水体，影响水生物生存；用于农业灌溉，则会堵塞土壤空隙，妨碍农作物生长。因此，对含油污水必须进行处理后才能排放。

油分在废水中的形态，大致可分为：①飘浮油，油珠粒径较大，一般大于 100μm，易分离上浮，占总含油量的 80%～90%；②乳化油，粒径小，一般小于 10μm，呈悬浮状，不易分离，约占 10%～15%；③溶解油，近似分子溶解状，约占 0.2%～0.5%。

处理方法　油污水的处理方法有：①重力分离法。装设隔油池，利用油水密度差进行分离，可回收油粒大的飘浮油。隔油池有平流式和斜板式两种。平流式是油污水由配水槽进入平面的矩形隔油池，沿水平方向缓慢流动，在流动中，油珠上浮到水面，由撇油管送至污油池；斜板式是在隔油池内设一组斜板或斜管，使隔油池内水流均匀，以提高除油效率，缩小隔油池体积，出水含油量可降到50mg/L。②气浮法。用于隔油池出水的处理，以去除细小油珠和乳化油。其原理是将适量空气送入油污水中，形成许多小气泡，油附着在有憎水性的气泡表面，形成气－油珠结合体，在气泡浮力和静水压差的作用下上浮，使油水分离。采用该法可使含油量降至 30mg/L。浮选过程中可加凝聚剂改善其分离效果。③吸附过滤法。用活性炭吸附浮选后残留的油质和所含的酚。一般采用压力式过滤器，出水含油量可降至 10mg/L。④生化法。利用微生物，将废水中的油分解并向无机化转化，达到废水净化的目的。例如，采用生物转盘，经培养驯化的细菌和微生物在盘片上形成生物膜与浮选后的油污水接触，生物膜不断从空气中吸收氧气，使污水中的酚和油等在吸附-吸氧-氧化分解作用下被生物膜降解为无害气体，从而使污水得到净化。生化法的除油和降酚率可达 80%～90%。⑤粗粒化法。其原理是油污水中的油滴受到多层亲油疏水性金属丝网多次阻碍，细油珠互相不断地碰撞形成粗粒，然后迅速上升与水分离。用于处理隔油池出水，残留油量可降至 10mg/L。

处理系统　根据废水中含油成分、含油量及其处理深度的要求，可采用不同的含油废水处理系统。对于乳化油含量较高的污水，宜设自动化程度较高的气浮或其他除乳化油工艺。

电厂油污水处理通常采用的系统有：①含油污水-隔油池-油水分离器-过滤器-回收利用或排放；②含油污水-隔油池-气浮池-过滤器-回收利用或排放；③含油污水-隔油池-油水分离器-气浮池-过滤器-回收利用或排放；④含油污水-隔油池-油污水净化装置（除乳化油及游离态油）-过滤器-回收利用或排放。当经净化器处理，某些污染物指标仍不符合国家污水排放标准，且需经化学处理时，经技术经济比较确定可行后，可送到废水集中处理车间进一步处理。

you xitong qingxi

油系统清洗 (oil system cleaning) 采用物理或化学方法清除油系统内部和接触油的设备、管道内表面的污染物。物理方法有蒸汽吹洗、油流冲洗、人工清理和机械清洗等；化学方法有碱洗、酸洗和其他清洗剂清洗。它是防止油

质老化和保证用油设备运行可靠性的有效措施。

当油系统中污染物为比较松散的固体杂质（灰尘、泥砂、焊渣等）时，常采用物理方法清除，如污脏程度较轻，可采用蒸汽吹洗。对缝隙和死角处的杂物，辅以人工或机械清扫。油流冲洗多用于其他清洗方法之后，对大机组，为提高清洗效果，可采用在较高流速和变温（由室温到约 70℃）条件下的循环冲洗工艺。

当油系统存在油泥或附着锈蚀产物时，常采用化学方法清洗。清除油泥可采用碱洗或表面活性剂清洗。碱洗一般采用 3%～5%磷酸三钠溶液，在 75～85℃下进行循环清洗。清除氧化皮和锈蚀产物，可采用加有缓蚀剂的酸洗液；清洗工艺为：碱洗、酸洗、钝化、水冲洗和吹干。清洗的技术条件（药液浓度、温度、流速和时间，缓蚀剂的选择和添加量等）应在清洗前通过小型试验确定（见锅炉化学清洗）；清洗后在机组起动前还应用合格的冲洗油冲洗。

新安装的大机组油系统，一般先用机械方法清扫，再用化学方法清洗，最后用油流冲洗，直到油的清洁度合格为止。对运行机组的油系统，应根据其污脏程度和污染物性质确定其适当的清洗时间间隔和清洗方法。

youxitong zhaohuo

油系统着火

（oil system firing）　汽轮发电机组的调节、润滑、密封油管路及设备漏油引起的火灾。一般表现为瞬时爆炸式的着火，火势凶猛，如不能及时切断油源，火势将迅速蔓延扩大，可造成烧毁设备和厂房以致人身伤亡，使电厂长时间失去发电能力。漏油和油管路附近有热源是油系统着火的两个基本条件，因而杜绝漏油、隔离热源是防止油系统着火的根本对策。

防止油系统着火的措施主要有：①采用组合油箱，套装润滑油管，使用燃点大于 350℃的抗燃油为调节系统工质。②油管路附近的高温管道，其保温层应牢固完整，并外包铁皮或玻璃丝布，涂油漆。保温层表面温度一般不超过 50℃。③油系统应尽量远离或低于高温管道布置。油管路要有牢固的支吊架，以防振动破裂。应尽量减少法兰及阀门的数量，以减少漏油源。油管接头应按一级压力器件选用，不许使用铸铁或铸铜阀门。④阀门、法兰接合面必须认真研刮，垫料可采用软金属、隔电纸、青壳纸或耐油耐热材料，其厚度应小于 1.5mm，锁母接头用软金属（如紫铜）垫圈。油系统安装完毕或大修后，应进行超压试验。⑤事故排油门的标志要醒目，油门把手处应有两个通道可以到达，且把手与油箱或密集的油管区间应有一定的距离，以防被火包围无法操作。操作把手在机组运行时不应上锁。⑥根据机组的实际情况制定具体的事故处理规程，现场应配备足够数量的消防器材，建立消防责任制度。如设备或法兰接合面喷油起火，应立即破坏真空停机，同时灭火。为避免机组轴瓦损坏，在破坏真空惰走时间内，应维持润滑油泵运行，但不得开启高压油泵。当火势无法控制或危及油箱时，应立即开启事故排油阀放油。

you zaisheng

油再生

（oil reclaiming）　将已经劣化变质的油中的有害物质去除，使劣化油的使用性能重新得到恢复或改善的一项技术措施。根据油质劣化程度，可选用不同的油再生方法。再生方法按原理可分为物理化学再生法和化学再生法。

物理化学再生法　主要指吸附剂滤层渗滤法，适用于再生老化程度较轻的油。吸附剂滤层渗滤法适用于从设备换下来的油，也适用于运行中的变压器油、汽轮机油、抗燃油连续再生。影响再生效果的关键因素是吸附剂的品种、用量和再生温度，由于汽轮机油和抗燃油黏度较大，所以再生温度要高于变压器油。如果油中含水分、沉淀物等较多时，应先经脱水净化。汽轮机油在线再生脱水净化装置见图。



汽轮机油在线再生脱水净化装置

化学再生法　指硫酸-白土再生法，主要包括硫酸处理和白土处理两个工序，必要时辅助以碱洗、水洗、机械过滤等处理，将油中的劣化产物去除。再生后的油可添加适量的添加剂使油的性能得到恢复。它适用于用物理净化或吸附剂再生难以奏效的深度老化油。

硫酸-白土再生法工艺过程为：先让油中的劣化产物及其他杂质组分在一定条件下与硫酸作用形成酸渣，将酸渣与油分离；然后再用白土处理。白土优先吸附油中的极性物质，其次是多环芳烃，且对酸渣有助沉淀作用，这有利于酸性油中的硫酸、磺酸和残余酸渣的去除，因此白土处理放在硫酸处理工序之后进行，经过白土处理，油中残余的酸性组分和极性物质被白土吸附分离，最后通过碱洗、水洗、机械过滤处理，获得彻底再生的中性油。

再生后的油可通过试验添加适量的抗氧化剂（如 2，6-二叔丁基对甲酚）以提高其氧化安定性。超高压变压器油还应掌握再生深度，在重视提高油氧化安定性的同时，兼顾油的析气性这一重要质量指标；汽轮机油应添加适量防锈剂（如十二烯基丁二酸），以提高其防锈性能。

影响硫酸-白土再生法处理效果的主要因素有硫酸浓度、用量、加酸方式、酸与劣化油的接触时间、白土的用量、油温等，这些再生药剂的用量及再生工艺条件，应根据油质劣化程度和对再生油的质量要求，通过试验确定。

采用硫酸-白土再生法对油再生处理时，应妥善处理残渣、废液，尽量采用无污染再生工艺，以防污染环境。

youzhi biaozhun

油质标准

（oil quality criterion）　对各类油品的主要物理、化学和电气性能指标所做的统一规定。它包括技术要求（项目、质量指标和试验方法）以及标志、包装、运输、储存、交货验收和取样等有关规定。

新油质量标准是生产厂家对油品出厂的保证和使用单位对油品验收的依据；运行中油质量标准则是对运行油的质量

监督维护的依据。

汽轮机油质量相关国家标准有 GB 11120《涡轮机油》、GB/T 7596《电厂运行中汽轮机油质量》、GB/T 14541《电厂用矿物汽轮机油的维护管理导则》，国际通用标准有 ISO 8068《润滑剂、工业润滑油和相关产品（L 类）T 族（涡轮机）涡轮机用润滑油规范》等。

变压器油质量相关标准主要有 GB 2536《电工流体　变压器和开关用的未使用过的矿物绝缘油》、GB/T 7595《运行中变压器油质量》和 GB/T 14542《运行变压器油的维护管理导则》，国际通用标准有 IEC 60296《电工用液体　变压器和开关设备用的未使用过的矿物绝缘油》等。

抗燃油质量相关标准主要有电力行业标准 DL/T 571《电厂用磷酸酯抗燃油运行与维护导则》，国际通用标准有 ISO 10050《润滑剂、工业润滑油和相关产品（L 类）T（涡轮机）族　三芳基磷酸酯涡轮机控制液体规范（ISO-L-TCD 类）》和 IEC 61221《石油产品和润滑剂　三芳基磷酸酯涡轮机控制液（ISO-L-TCD 类）规范》等。

辅机用油质量相关标准有 DL/T 290《电厂辅机用油运行及维护管理导则》。

中国的相关标准是根据国情、参考国际相关标准进行制定的，规定的油质质量标准除极个别项目及指标有所不同外，基本符合国际通用标准规范要求。

youzhi jiandu

油质监督

（oil quality supervision）　电力生产中使用的各种绝缘油、润滑油、抗燃油等油品的质量检测、数据整理与综合分析、维护与管理工作。运行油的质量直接关系到充油发电与供电设备的安全经济性与使用寿命，而油的使用寿命又受设备技术状况和运行条件的影响。运行油性能的变化不仅能反映油品质量的好坏，还可以反映设备潜在的故障或已发生的故障。（见化学监督）

油质监督内容涉及新油验收、注油过程监督、运行油监督、油质的评估以及油系统检查与清洗、油净化与油再生等技术管理工作。

新油验收　新油交货时所进行的必要检测，以核查油品质量是否符合有关技术标准。

注油过程监督　对变压器油，注油前的净化处理、注油加热循环及通电前的取样检测；对汽轮机油、抗燃油等，在合格油品注入油系统循环冲洗过程中的取样检测。

运行油监督　包括定期和不定期的取样检测，检测周期根据设备型式、用途、容量、结构、运行条件和环境状况而定。按不同设备规范、检测项目分为常规（必测）与非常规（选测）两类，常规检测项目，如外状、颜色、水分、击穿电压、杂质、黏度、闪点、自燃点、凝点、界面张力、酸值、破乳化度、颗粒度、介质损耗因数等。非常规检测项目，如添加剂含量、氧化安定性、水解安定性、旋转氧弹、金属含量等。检测数据需积累与整理，结合运行情况进行综合分析，从而揭示油质变化规律及其与运行工况的关系，判断油质变化原因和提出处理措施。

运行维护　主要包括补油、混油与防止老化以及运行中的油处理（如在线再生净化等）。当设备需要补油或混油时，应查明油的牌号，通过试验确定可否补入或混用，并严格监测补油或混油后的油质变化。运行油采用的防老化措施主要有干燥器干燥处理、隔膜密封、充氮保护、添加抗氧化剂及净化处理等，并应定期检查和维护。由于设备发生异常而使油质突变时，应及时查找原因，并对油进行处理。（见油老化）

油系统检查与清洗　检查油系统各部分（如冷油器、滤油器等）的污脏程度，并对油泥等附着物的量与成分进行检测，根据检查和分析结果确定清洗方法。（见油系统清洗）

油处理　对运行油、旧油的脱水、脱气、除酸、除去油泥和固体颗粒等杂质以及补加抗氧化剂、防锈剂等的处理过程。应根据油质污染程度或老化状况，选用不同处理工序和方法，并通过小型试验确定油处理方法的工艺条件。（见油再生）

技术管理　制定油质监督所依据的规程和方法。应根据实际情况，建立有关设备及所充油品的全过程管理技术档案和油品台账；进行阶段性的分析总结，并针对存在的问题加以研究改进。

youjisuan qingxi

有机酸清洗

（chemical cleaning by organic acids）

用有机酸水溶液作为清洗介质的化学清洗。常用的有机酸包括柠檬酸、羟基乙酸、羟基乙酸与甲酸的混合液、乙二胺四乙酸等。有机酸清洗液腐蚀性小，不容易发生应力腐蚀、晶间腐蚀和点腐蚀，不仅适用于普通碳钢设备的化学清洗，也适用于奥氏体不锈钢等合金钢的化学清洗。在高温下有机酸容易分解成挥发性小分子有机物，不易产生固体盐类，不仅适用于锅筒锅炉的化学清洗，更适用于直流锅炉的清洗。（见锅炉化学清洗）

yuye shuizhi biaozhun

渔业水质标准

（water quality standard for fisheries）

为保护自然资源、防止污染危害，保证水产品质量，保障居民身体健康和促进渔业生产发展，对渔业水域的水质成分所做的规定。GB 11607—1989《渔业水质标准》是在 TJ 35—1979《渔业水质标准》的基础上修订而成的。

渔业水质标准中的水质项目包括色、臭、味，漂浮物质，悬浮物质，pH 值，溶解氧，五日生化需氧量（20℃），总大肠菌群，无机有害物质，有机有害物质等 33 项。这些项目确定的科学依据是保障鱼类的正常生存、繁殖和活动，保证水体中有害物质的浓度不引起鱼类急慢性中毒和发生鱼类回避作用，并防止鱼类机体上因有害物质富集而产生的食用毒害及鱼体异臭、异味等，同时还结合考虑水在生活饮用上的要求。标准中还规定，未经处理的工业废水、生活污水和有害废弃物严禁排入鱼虾类的产卵场、索饵场、越冬场和鱼虾贝藻类的养殖场，以及珍贵水生动物保护区；任何企事业单位和个体经营者排放的工业废水、生活污水和有害废弃物，必须采取有效措施保证最近渔业水域的水质符合标准；严禁向渔业水域排放含病原体的污水，如需排放该类污水，必须经过处理和严格消毒；排污口所在水域形成的混合区不得影响鱼类回游通道。对火力发电厂排放的直流冷却水，还应对其温度影响进行水体热污染防治。

世界多数国家都有渔业水质标准。联合国环境规划署于

1974年，对淡水中氯化烃类、有机磷化合物、氨基甲酸酯类、除锈剂等48种农药的最高容许浓度做了规定。苏联于1978年对渔业用水中76项水质指标做了规定。欧盟内陆渔业咨询顾问委员会1980年制定了淡水渔业水质标准，之后进行过多次修订。

Yuhuan Fadianchang

玉环发电厂 （Yuhuan Power Plant） 位于浙江省台州市玉环县大麦屿开发区西侧。电厂安装4台1000MW超超临界燃煤发电机组，同步建设全烟气脱硫装置，工程分两期连续建设，一期和二期各安装2台1000MW机组。1号机组2004年6月28日开工，2006年11月28日投产，是中国首台投产的1000MW火电机组，2～4号机组分别于2006年12月30日、2007年11月11日、2007年11月25日投产。2010年安装了烟气脱硝装置。发电厂外貌见下图。



玉环发电厂外貌

工程特点 锅炉为超超临界变压运行垂直管圈水冷壁、单炉膛、一次中间再热、八角双火焰切圆燃烧方式、平衡通风、露天布置、固态排渣、全钢悬吊结构Ⅱ型直流锅炉，最大连续蒸发量BMCR工况下主蒸汽流量为2953t/h，主蒸汽压力/主蒸汽温度/再热蒸汽温度为27.56MPa(g)/605℃/603℃，额定工况保证效率（LHV）93.65%，由哈尔滨锅炉厂有限责任公司制造；汽轮机为超超临界、一次中间再热、凝汽式、单轴、四缸四排汽双背压汽轮机，海水冷却、一次循环，额定功率为1000MW，额定主蒸汽压力/主蒸汽温度/再热蒸汽温度为26.25MPa（a）/600℃/600℃，额定背压为4.4/5.4kPa（a），保证热耗为7316kJ/(kW·h)，由上海汽轮机有限公司制造；发电机为水氢氢冷却、无刷励磁汽轮发电机，铭牌功率为1000MW，额定容量为1056MV·A，功率因数为0.9，由上海汽轮发电机有限公司制造。

总平面采用500kV配电装置-主厂房及脱硫设施-储煤场三列式布置格局，4炉共用1座输煤栈桥，辅助、附属设施布置在主厂房固定端侧。厂区占地面积为75.3hm^2。

主厂房采用汽机房-除氧间-煤仓间-锅炉房四列式布置格局，A排距烟囱中心线238m；“四机一控”集控楼布置在主厂房固定端；2炉合用1座240m双管集束式钢内筒烟囱；主厂房为钢结构，运转层标高17m。

给水系统采用2×50%容量汽动给水泵和1×25%容量电动调速给水泵，采用50%容量双列卧式管板式高压加热器；凝结水系统采用2×100%容量立式凝结水泵；汽轮机旁路系统采用40%BMCR容量高、低压两级串联旁路。

烟风系统采用2×50%容量静叶可调轴流式引风机，引风机和脱硫增压风机分开设置，2×50%容量动叶可调轴流式送风机和一次风机；制粉系统采用冷一次风直吹式制粉系统，配置6台中速磨煤机。

电气主接线采用发电机-变压器组单元接线，500kV气体绝缘封闭式组合电器（GIS）配电装置采用3/2断路器接线方式；设置发电机出口断路器；主变压器采用单相变压器，全厂4台机组设1台备用相；中压厂用电采用6kV一级电压系统。

机组采用炉、机、电集中控制方式，每台机组设1套分散控制系统（DCS）。

运行情况 工程主要设计指标、性能试验指标及2010年运行技术指标见表。

设计及性能试验/2010年运行技术指标

项　目	设计值	1号机组	2号机组	3号机组	4号机组
发电标准煤耗率[g/(kW·h)]	272	270.6/279.8	271.6/280.1	270.4/280.2	271.3/275.6
供电标准煤耗率[g/(kW·h)]	289.7	283.2/292.6	283.9/293.3	281.9/294.2	283.8/287.1
厂用电率（含脱硫,%）	6	4.45/4.36	4.33/4.50	4.08/4.76	4.42/4.00
利用小时（h）	5500	—/5580	—/5705	—/5563	—/6592

作为中国国家“863”科技攻关依托项目，研究成果获2007年度国家科学技术进步奖一等奖，工程获2008年度全国优秀工程勘察设计奖金奖。

yuchuli

预处理 （pretreatment） 设置于除盐处理系统之前，去除水中的悬浮物、胶体和有机物等杂质的水处理系统。锅炉补给水预处理系统的出水水质应达到后续化学除盐处理系统的进水水质要求。对于离子交换系统，经过预处理后水质要求是浊度小于2NTU～5NTU；残余氯小于0.1mg/L；COD小于2mg/L。对于反渗透除盐系统，则首先要求SDI小于4，最好小于2。

对于多数地下水源，通常直接过滤就可以满足后续除盐设备的要求。但对于地表水，预处理系统相对较复杂。传统的预处理工艺为混凝、沉淀、澄清、过滤。根据需要，对含有机物较高的原水，可以设置活性炭过滤器。近年来超滤技术发展迅速，采用超滤设备的预处理系统越来越多。

混凝 使水中的胶体颗粒迅速脱稳、沉降的处理过程。常用的方法是向水中添加混凝剂。常用的无机混凝剂为铁和铝的盐类；有机混凝剂为聚丙烯酸类化合物。这些混凝剂在水中生成带正电荷的胶溶体，与水中带负电荷的悬浮颗粒和胶体颗粒互相中和，而失去其胶体性质，颗粒互相聚合、长大、形成絮凝体。为进一步加速颗粒沉降，也可添加高分子聚电解质作为助凝剂，以增大絮凝物的粒度、密度和牢固性。（见混凝）

沉淀 固体颗粒依靠重力作用，在水中沉降、分离的过程。实现该过程的设备为沉淀池。常用的沉淀池有：平流式

沉淀池、斜管式沉淀池等。在火电厂，多数沉淀池之前要设置混凝反应池。单独使用沉淀池的主要是使用地表水泥沙含量高的电厂。例如黄河沿岸的电厂，在汛期对黄河水进行预沉淀。另外，在含煤废水处理中也使用沉淀池。

澄清　混凝过程形成的细小颗粒，在一定的水力条件下长大并与水分离的过程。澄清设备可分为悬浮泥渣澄清池和循环泥渣澄清池两类，悬浮泥渣澄清池是早期的设备，现大多采用循环泥渣澄清池；常用的池型包括机械搅拌澄清池、水力循环澄清池等。在澄清池中，混凝与澄清是在一个设备中完成的。经过混凝的水，通过悬浮的泥渣层，吸附、过滤、分离而得到澄清水。活性泥渣层能提高小颗粒长大的速度，还具有吸附、网捕小颗粒的作用。

过滤　用多孔介质除去水中悬浮物的过程。在火电厂的水处理中，过滤可以用来直接处理地下水，也可以置于混凝—澄清设备之后，进一步除去水中残留悬浮杂质。

火电厂使用的过滤设备，按其运行方式可分为压力式和重力式两类。按照过滤介质的形式又分为颗粒滤料过滤器和纤维过滤器。压力式过滤器按其运行时水流的方向，可分为单流、双流等几种形式；按其使用的滤料种类，可分为单层滤料、双层滤料和多层滤料。最常用的机械过滤器既是压力式过滤器，也是颗粒滤料过滤器。纤维过滤器也属于压力式过滤器，其原理是利用纤维在压实状态下形成的微孔或者通道滤除水中的悬浮杂质。重力式滤池又可分为无阀、单阀和虹吸滤池等。对于处理水量较大的场合，还有V型滤池、D型滤池等。[见过滤器（池）]

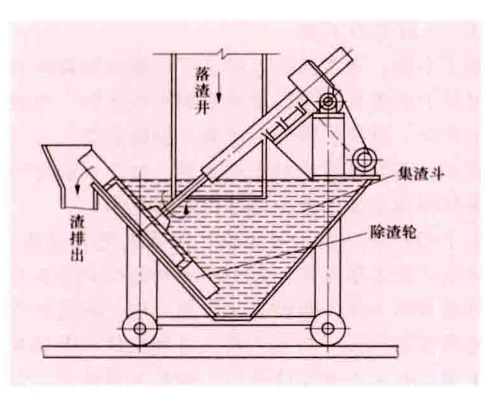
参考书目

周柏青，陈志和．热力发电厂水处理．4版．北京：中国电力出版社，2009.

yuanpan chuzhaji

圆盘出渣机　(disk conveyer for bottom ash removal)

由带径向叶片的圆盘形除渣轮沿渣斗斜面绕固定轴转动而排出炉渣的机械。它与落渣井及碎渣机共同组成一套机械排渣装置。锅炉运行中，炉膛中炽热的炉渣经落渣井落入注满水的集渣斗中，淬冷后积于底部。倾斜设置的除渣轮由驱动装置带动而缓慢转动，除渣轮圆周上的叶片将炉渣从渣斗底部刮出水面，经沥水由集渣斗的排渣豁口排出（见图）。随后灰渣通过碎渣机碎渣或直接排入渣沟，也可用皮带或车辆输送出去。集渣斗上部设有冷却补给水和溢流水接口，以维持集渣斗内水温不超过60℃。除渣轮倾斜角一般设计为45°，除渣轮转速为1～3r/min，单台设计出力3～10t/h。圆盘出渣机多应用于包括旋风炉在内的各种液态排渣炉，也可用于中、小容量的固态排渣锅炉中，一台锅炉可配一台或数台这种出渣机。



圆盘出渣机

yunshu cheliang

运输车辆　(freight truck)

火电厂运输煤灰及超大、超重、超长设备和材料的长途或短途车辆。有汽车和铁路车辆两类。

运输汽车　运输汽车有多种，火电厂中常用平板挂车和低驾驶室平板载重汽车。

平板挂车　由牵引汽车和全挂车或半挂车组成，可运输特大、特重设备，需要10～20m或更大的转弯半径。常用的半挂车为8～80t，全挂车为40～300t。长货挂车（双挂）是两节带有可转动支承架的挂车，上装长形货物，两节车之间靠货物连接，装货长度可达30m以上。大型液压组合式平板挂车由多台单元挂车组合而成，具有多种组合方式（组合具有扩展性）。如某型组合挂车包括3、4、6轴等单元挂车各数台，每轴为8个车轮，横向可由1台或1台半、2台组合，纵向可由1台或多台组合，最大载重900t，最长组合30轴线，长45m。动力模块组合运输平板车的动力模块具有液压驱动轴，可自行行走，载重可达几千吨。

低驾驶室平板载重汽车　载重汽车的改进型。其载货平台布置在驾驶室上方，面积大，可装超长货物。

铁路货车　铁路货车分为长大平车、凹底平车（元宝车）、落下孔车和钳夹车等。长大平车用于运送长货物，载重量为60～265t，底板负重面长18m；凹底平车适用范围广，载重量为40～370t，底板长11.25m；落下孔车底架中部开有一定长度和宽度的落孔，货物装入孔内并靠两侧梁承载，不适合较宽和较长的货物，最大载重量为450t；钳夹车能有效利用铁路限界空间，车体分前后两节，货物装在中间，靠前后钳夹梁支撑，适合较宽和较高的重型货物（如发电机定子）的运输，载重量最大为450t。

yunxing jishu jingji zhibiao

运行技术经济指标　(techno-economic indexes of power plant operation)

反映火力发电厂运行技术经济性能的数据。主要是与发电厂热电转换效率有关的全厂或整套发电机组的运行性能。这种性能一般按一定的统计期，例如一年之内，统计电厂或机组消耗的燃料总量，并按燃料热值算出累计消耗的热量，电厂或机组自身消耗的电量，以及同时期内电厂或机组生产的发电量和供热量作为计算基础。

统计期间发电机组除在额定容量和额定参数下运行之外，还有许多时间是带部分负荷或偏离额定参数运行，还有多次停机和起动的运行操作。所以运行技术经济指标总与机组的考核技术经济指标有相当的差距。

中国火电厂的燃料统计都按燃料热值折成标准煤计算，标准煤的热值为29 270kJ/kg。火电厂的技术经济指标有供电煤耗率、供电热耗率、供电热效率、发电煤耗率、发电热耗率和厂用电率等项，其中前三项最为重要。中国常采用供电煤耗率和厂用电率作为评定运行技术经济性能的主要指标。对于热电联产电厂，要根据热、电煤耗量分摊来计算热、电两方面的技术经济指标。

凝汽式发电厂的运行技术经济指标　假设在统计期内燃料总耗量折成标准煤为 B_0 kg，发电量为 W_0 kW·h，厂用电量为 W_a kW·h，送出电量即供电量为 W_n kW·h，则可按下列各式计算运行技术经济指标。

（1）厂用电率 r_a。简称厂用电，为厂用电量与发电量的比率，计算式为

$$r_a=\frac{W_a}{W_0}\times 100\%$$

（2）发电煤耗率 b_0。简称发电煤耗，为发 1kW·h 电所消耗的标准煤量，计算式为

$$b_0=\frac{B_0}{W_0}\times 1000,\ \mathrm{g/(kW\cdot h)}$$

（3）发电热耗率 HR_e。简称发电热耗，为发 1kW·h 电所消耗的热量，计算式为

$$HR_e=29.308b_0,\ \mathrm{kJ/(kW\cdot h)}$$

（4）发电热效率 η_e。为发电量折成热量与耗用热量之比，计算式为

$$\eta_e=\frac{3600}{HR_e}\times 100,\%$$

（5）供电煤耗率 b_n。简称供电煤耗，为供 1kW·h 电所消耗的标准煤量，计算式为

$$b_n=\frac{B_0}{W_0-W_a}\times 1000=\frac{b_0}{1-\frac{W_a}{100}},\ \mathrm{g/(kW\cdot h)}$$

（6）供电热耗率 HR_n。简称供电热耗，为供 1kW·h 电所消耗的热量，计算式为

$$HR_n=29.308b_n,\ \mathrm{kJ/(kW\cdot h)}$$

（7）供电热效率 η_n。为供电量折成热量与耗用热量之比，计算式为

$$\eta_n=\frac{3600}{HR_n}\times 100,\%$$

上述指标中，未扣除厂用电的称为毛值，扣除了厂用电的称为净值。例如发电热耗称为毛热耗，供电热效率称为净热效率。

热电厂的运行技术经济指标　热电厂利用进入汽轮机做过功的蒸汽供热，在发电和供热的耗热量如何分摊的问题上有所分歧。最常见的是将热电厂总的热耗量按生产的电能和热能的比例分摊，不考虑供热蒸汽的品质或其在汽轮机中做功的多少。供热的耗热量计算式为

$$Q_h=\frac{H_0}{\eta_h\eta_p\eta_b}$$

式中 η_h、η_p、η_b 分别为供热设备、管道和锅炉的热效率；H_0 为热电厂生产的热能，即供热量。

全厂总耗热量减去供热的耗热量即为发电耗热量。

厂用电率的计算中，除电、热各自计算直接用电量外，也是按发电和供热两部分的耗热量进行分摊的。

有耗热量和厂用电的分摊数据，即可按上述各式求出发电和供热两部分的各项技术经济指标。

高位和低位热值　各项技术经济指标（厂用电率除外）的计算都要考虑燃料的热值（发热量），而燃料的热值有高位和低位之分。高位发热量是燃烧前燃料所含水分和燃料的含氢化合物燃烧形成的水，在燃烧结束后处于液态；低位发热量是这些水分处于汽态。两者之差是这些水分的汽化潜热。因此，在表述运行技术经济指标时应指明燃料热值是高位还是低位，两者一般有百分之几的差别。通常美国采用高位，中国采用低位。

yunxingqi huanbao sheshi jishu guifan

运行期环保设施技术规范　（operating period of environmental protection facilities technical specifications）　为确保环保设施安全、可靠、稳定、达标运行，防治环境污染，提高改善环境质量，规范电力环境保护设施运营期的运行、维护、管理所制定的技术规范，具体包括运行技术规范、检修技术规范、管理技术规范。

运行技术规范　包括设施的起动停运、运行调整、定期试验、故障处理、安全健康环境等的技术要求，如已经颁布的 DL/T 1149—2010《火电厂石灰石/石灰-石膏湿法烟气脱硫系统运行导则》、DL/T 335—2010《火电厂烟气脱硝 SCR 系统运行技术规范》、DL/T 461—2004《燃煤电厂电除尘器运行维护导则》等。

检修技术规范　规定了环保设施的检修周期、各级检修项目、主要设备检修工艺及质量要求，以及管理等方面的技术要求。如已经颁布的 DL/T 748.6—2001《火力发电厂锅炉机组检修导则 第 6 部分：除尘器检修》、DL/T 341—2010《火电厂石灰石石灰-石膏湿法烟气脱硫装置检修导则》、DL/T 748.10—2001《火力发电厂锅炉机组检修导则　第 10 部分：脱硫装置检修》、DL/T 322—2010《火电厂烟气脱硝（SCR）装置检修规程》等。

管理技术规范　为加强对火电厂烟气治理设施的运行和监督管理，保证烟气治理设施正常运行，防治大气污染，提高和改善环境质量，2007 年制定了 DL/T 1050—2007《电力环境保护技术监督导则》，规定了电力环境保护技术监督的内容、职责和机构，适用于电力环境保护技术监督工作。2010 年，国家能源局颁布了 DL/T 362—2010《燃煤电厂环保设施运行状况评价技术规范》，规定了燃煤电厂环保设施运行状况的基本要求，适用于燃煤电厂环保设施运行状况评价和环保技术监督。

yunxingqi huanjing guanli

运行期环境管理　（running period of environmental management）　国家或地方政府、企业在环保设施建成并通过竣工环境保护验收投入运行后，运用法律、经济、行政、技术和宣传教育等手段，防治环境污染、保护环境质量和维护生态平衡。主要包括环境保护监察、环境保护监督、环境保护评价等环境管理工作，具体依据各项环境管理规定、环保设施运行技术规范、环境监测技术规范等。

环境保护监察　依据环境保护法律、法规对辖区内污染源污染物的排放、污染治理和污染事故，以及有关环境保护法规执行情况进行现场调查、取证并参与处理的具体执法行为。污染源监察实质是监督、检查污染源排污单位履行环境保护法律、法规的情况，以及污染物的排放和治理情况。

环境保护监督　依据国家法律、法规，按照国家和行业的标准，利用先进的测量手段及管理方法，在发电设备全过程状态监控过程中，对环境保护设施（备）健康水平及安全、稳定、经济运行有关的重要参数、性能、指标进行监督、检查、调整、评价，以保证其在良好状态或允许范围内

运行：对生产过程中污染物排放进行监督及检查，确保其达标排放。

环境保护评价　依据国家环保法律、法规、标准、规范，以环境监测、检查为手段，开展燃煤电厂环境保护技术评价，包括燃煤电厂环境保护的管理水平评价、环保设施的运行水平评价、污染物控制水平评价等，以全面系统地查找和分析环保设施存在的隐患，客观评价环保设施的运行状况、性能、影响因素及其健康状况，提出相应的整改建议和实施方案，避免环保污染事件和环保污染事故的发生。

yunxingqi huanjing guanli guiding

运行期环境管理规定

（operating period of environmental management regulations）　根据国家环境保护法规、环境空气质量标准、环境噪声标准等，具体用于规范国家机关、企业及其主管部门对运行期环境保护工作进行规划、协调、监控、督促检查和指导、环境执法等活动的系列规定和办法。目的是加强对已建成的电力环境保护设施的运行和监督管理，保证其正常运行，防治污染，提高和改善环境质量。具体包括运行管理规范、运行监督规范、环境执法规范等。

运行管理规范　1996年12月2日，中国电力工业部颁布实施了《电力工业环境保护管理办法》，规定“环境保护目标层层分解，应使任务落实到单位，责任落实到人”，“环境保护设施要稳定达标运行，不得擅自停止正常运行和拆除”；并“设立电力工业部环境监测总站”“定期公布监测数据”；此外，规定“电力环境保护考核工作实行年度考核”和“环境保护一票否决权”，且“环境保护技术监督要纳入电力建设、生产的全过程”。

2003年1月2日，国务院第369号令颁布了《排污费征收使用管理条例》，规定“排污费的征收、使用必须严格实行‘收支两条线’，征收的排污费一律上缴财政”，“直接向环境排放污染物的单位和个体工商户，应当依照本条例的规定缴纳排污费”，“排污费应当全部专项用于环境污染防治，任何单位和个人不得截留、挤占或者挪作他用”。

运行监督规范　2005年11月1日，国家环境保护总局第28号令颁布《污染源自动监控管理办法》，重点是对水污染物、大气污染物和噪声等重点污染源排放自动监控系统的建设、管理和运行维护自动监控系统进行监督管理。以加强污染源监管，实施污染物排放总量控制与排污许可证制度和排污收费制度，预防污染事故，提高环境管理科学化、信息化水平。

2007年7月25日，国家环境保护总局第39号令颁布《环境监测管理办法》，对污染源的监督性监测、突发环境污染事件的应急监测，以及为环境状况调查和评价等环境管理活动提供监测数据的其他环境监测活动进行了规范。

2008年3月18日，根据《中华人民共和国环境保护法》、《国务院对确需保留的行政审批项目设立行政许可的决定》（国务院令第412号）的规定，环境保护部发布了《污染源自动监控设施运行管理办法》（环发〔2008〕6号），对从事自动监控设施操作、维护和管理，保证设施正常运行的活动进行了规范，以加强对污染源自动监控设施运行的监督管理，保证污染源自动监控设施正常运行，加强对污染源的有效监管。

环境执法规范　2010年1月9日，国家环境保护总局第7号令颁布了《环境保护行政处罚办法》，提出了环境行政处罚从立案、调查取证、案件审查、告知和听证、处理决定、简易程序、执行、结案和归档、监督各阶段实施操作的详细规定，规范了环境行政处罚的实施和操作，监督和保障环境保护主管部门依法行使职权，维护公共利益和社会秩序，保护公民、法人或者其他组织的合法权益。

2010年12月15日，国家环境保护部第14号令颁布了《环境行政执法后督察办法》，规范了环境行政执法后督察工作，具体指环境保护主管部门对环境行政处罚、行政命令等具体行政行为执行情况进行监督检查的行政管理措施，目的是规范环境行政执法后督察工作，提高环境行政执法效能。

2010年12月15日，根据《信访条例》及环境保护法律、法规的有关规定，环境保护部令第15号颁布了《环保举报热线工作管理办法》，规定公民、法人或者其他组织通过拨打环保举报热线电话，向各级环境保护主管部门举报环境污染或者生态破坏事项，请求环境保护主管部门依法处理的，适用该办法，并要求“环保举报热线要做到有报必接、违法必查，事事有结果、件件有回音”。以加强环保举报热线工作的规范化管理，畅通群众举报渠道，维护和保障人民群众的合法环境权益。

2011年2月16日，国务院第144次常务会议修订通过了《危险化学品安全管理条例》，规范危险化学品生产、储存、使用、经营和运输的安全管理和废弃危险化学品的处置。

2013年1月24日，国家多部委联合发文（环发〔2013〕14号），颁布了《“十二五”主要污染物总量减排统计办法》《“十二五”主要污染物总量减排监测办法》《燃煤火电企业环境守法导则》。此外，国家还颁布了《环境信息公开办法》《限期治理管理办法》等系列规章和规范性文件。

yunxingqi huanjing jiance jishu guifan

运行期环境监测技术规范

（operating period of environmental monitoring technical specifications）　为监测环境质量和污染物排放，规范污染采样、样品处理、分析测试、数据处理、数据交换与传输、监测设施运行及管理、监测质量保证等所制定的技术规范。

2001年，中国国家环境保护总局制定颁布了HJ/T 75—2001《火电厂烟气排放连续监测技术规范》。2006年，修订颁布了HJ/T 75—2007《固定污染源烟气排放连续监测技术规范（试行）》，具体规定了固定污染源烟气排放连续监测系统的安装、调试、联网、验收、运行维护、数据审核等技术要求，适用于以固体、液体为燃料或原料的火电厂锅炉、工业/民用锅炉，以及工业炉窑等固定污染源的烟气污染源自动监测系统。

2005年，国家环境保护总局制定颁布了HJ/T 212—2005《污染源在线自动监控（监测）系统数据传输标准》，规定了污染源在线自动监控（监测）系统中监控中心（上位机）和自动监控设备（现场机）之间数据通信、控制和报警等信息的传输协议，适用于污染源在线自动监控（监测）系

统自动监控设备和监控中心之间的数据交换传输。

2001年，国家环境保护总局制定颁布了HJ/T 76—2001《固定污染源排放烟气连续监测系统技术要求及检测方法》，规定了固定污染源烟气排放连续监测系统的主要技术指标、检测项目、检测方法和检测时的质量保证措施。凡进入国家环境监测网络的烟气排放连续监测系统须符合该标准的要求。2007年，该标准修订为HJ/T 76—2007《固定污染源烟气排放连续监测系统技术要求及检测方法（试行）》，调整了颗粒物连续监测系统和流速连续测量系统的部分技术指标；进一步明确了颗粒物连续监测系统相关系数的检测方法；补充了烟气参数的技术指标和烟气排放连续监测系统90天运行期间的技术要求。

根据标准HJ/T 75、HJ/T 76，电力行业制定颁布了DL/T 414《火电厂环境监测技术规范》，主要包括排水水质和排放量监测、锅炉烟气排放监测、工频电场与磁场的监测、噪声监测，具体规定了火电厂环境监测项目、采样技术、分析方法及环境监测质量保证体系，适用于全国火电厂的环境监测。



zaireqi

再热器 (reheater) 把汽轮机高压缸（或中压缸）的排汽重新加热到一定温度的锅炉受热部件。随着蒸汽压力的提高，为了减少汽轮机尾部的蒸汽湿度并进一步提高机组的热经济性（见再热循环），在超高参数机组中普遍采用再热器。

再热器按换热特性可分为对流再热器和辐射再热器两种。

对流再热器 布置在对流烟道中，以对流换热为主。其结构与对流过热器相似，也是由许多并列连接的蛇形管组成的，一般布置在烟温稍低的区域，并采用较粗的管径。其原因是：①中压蒸汽换热系数较低，且再热系统阻力对汽轮机热耗影响较大（阻力每增加 0.1MPa，汽轮机热耗将增加 0.2%～0.3%），蒸汽速度的提高受到限制，这样蒸汽对管壁的冷却能力较低，易引起管壁超温；②再热蒸汽压力低，比热小，对热偏差比较敏感；③为保证热力系统的经济性，通常规定系统总阻力不大于再热器进口压力的 10%，即不超过 0.2～0.3MPa，其中再热器本身阻力约占 50%，因此再热器必须采用较大管径（42～63.5mm）和多管圈（6～9 根），再热蒸汽的质量流速限制在 250～400kg/（m^2·s）。

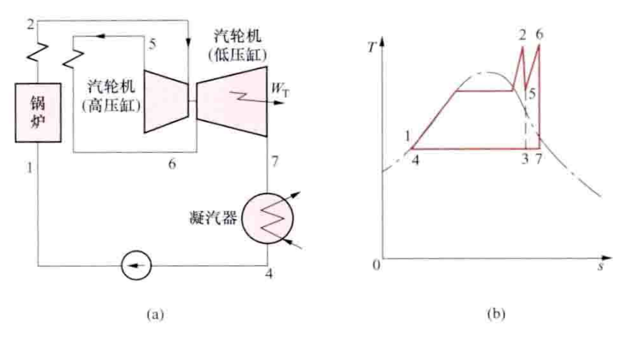
辐射再热器 布置在锅炉一面或几面墙上，主要吸收炉膛辐射热。它与对流再热器组成辐射—对流再热器系统，有利于改善再热汽温调节特性。对于蒸汽向下流动的墙式辐射再热器，为了保证水动力的稳定性，在额定负荷时的流动阻力应为重位压头的 8 倍以上。

再热器的保护 在机组起停过程中和汽轮机甩负荷时，没有或没有足够数量的蒸汽通过再热器使其得到冷却，再热器将有被烧坏的危险。为此，在大容量机组中，一般均设有旁路系统（见汽轮机旁路系统），以保护再热器。对于全部布置在对流区的再热器，额定负荷下其进口烟温控制在 860℃以下，起动过程中控制再热器入口烟温不超过限值，可使再热器管不致超温，如有可靠的自动保护装置并适当采用高级奥氏体钢管，可以不设保护再热器的旁路系统。

zaire xunhuan

再热循环 (reheat cycle) 把在汽轮机中做功的工质中途抽出加热后再送回去继续做功的热力循环。例如在以朗肯循环为基础的蒸汽再热循环中，蒸汽在汽轮机中膨胀至某一中间压力后全部返回锅炉再次加热，然后送回汽轮机继续膨胀做功直至达到终压。如果在不同的中间压力下多次再热，则称为多次再热循环。通常再热次数不超过两次，为简化系统多采用一次再热。一次再热循环的系统图和温-熵图示于图（a）和（b）。

如果以提高蒸汽的初压，同时降低蒸汽经汽轮机膨胀做功后的终压为提高朗肯循环的热效率的措施，会导致汽轮机尾部各级蒸汽湿度的增高，从而降低汽轮机的内效率，蒸汽中液滴的增多还会冲蚀汽轮机叶片，损伤设备。一般要求蒸汽的最终湿度不超过 10%～12%。提高蒸汽初温可以降低蒸汽的最终湿度，但提高蒸汽初温又要受到金属材料耐温能力的限制。蒸汽的再热，则可明显降低蒸汽最终湿度，是解决这一问题的有效措施之一。



再热循环

(a) 热力系统图；(b) 温-熵（T-s）图

蒸汽的再热不仅可以降低蒸汽的最终湿度，而且有可能提高循环的热效率，关键是再热温度的确定和再热压力的选择。再热循环可以被想象为基本朗肯循环 12341 和一个利用再热热量的附加循环 56735 的组合，如图（b）所示。显然，为提高附加循环的效率，再热温度宜取尽可能高的数值；在再热温度一定的条件下，提高再热压力可以提高附加循环的效率，当该效率值高于基本循环的效率时，整个循环的效率就会因再热而得到改善。但是，过多地提高再热压力，会使再热热量所占份额减少，使附加循环的作用变得微不足道，同样对整个循环效率不利，所以从效率观点出发存在着一个最佳的再热压力。

zaire zhengqi xitong

再热蒸汽系统 (reheating steam system) 汽轮机高压缸的排汽返回锅炉再热器再热后送回汽轮机中压缸的蒸汽管道系统。若采用二级再热，还应包括中压缸排汽再热后返回低压缸的蒸汽管道系统。

从汽轮机高压缸排汽口到锅炉再热器进口的蒸汽管道，称为低温再热蒸汽管道，其蒸汽温度较低，管道材料通常采用优质碳素钢。从再热器出口到中压缸的蒸汽管道，称为高温再热蒸汽管道，蒸汽温度一般与主蒸汽温度相同或略高，管道材料采用耐热合金钢。

再热系统中的蒸汽流动阻力对循环热效率的影响较大，增大再热蒸汽管道和锅炉再热器的管径，虽可降低流动阻力，但增加了投资费用。一般控制再热蒸汽系统（包括锅炉再热器）的流动阻力上限为高压缸排汽压力的 7%～10%。为降低再热蒸汽管道的投资，通常采用适当减小高温再热蒸汽管道管径，以降低耐热合金钢管材的消耗量；因减小高温再热蒸汽管径而增加的压力损失，将以适当增大低温再热蒸

汽管道管径所减少的压力损失补偿。

zaixian huaxue jiance yibiao

在线化学监测仪表 (on-line chemical monitoring instrument) 见水汽质量监测仪表。

zaixian huaxue yibiao jianyan

在线化学仪表检验 (checking and calibration of on-line chemical monitoring instrument) 检查在线化学监测仪表准确性的试验过程。在线化学仪表检验是保证在线化学仪表准确性的关键，是保证发电厂化学监督和控制准确有效的前提。在线化学仪表检验方法分离线检验和在线检验两类。

离线检验 在线化学仪表退出在线测量后进行的检验。使用标准器具检验在线化学仪表二次仪表的准确性，使用标准溶液检验二次仪表连接传感器的整机准确性。对于在线电导率表、在线氢电导率表、在线 pH 表、在线溶解氧表、在线钠表等在线化学仪表，由于在线干扰和纯水干扰因素的影响，离线检验结果准确，并不能保证实际在线测量准确。

在线检验 在线化学仪表正常在线测量时进行的检验。对于在线电导率表、在线氢电导率表、在线 pH 表、在线溶解氧表、在线钠表等在线化学仪表，由于在线干扰和纯水干扰因素的影响，只有在线检验结果准确，才能保证实际在线测量准确。

(1) 在线干扰。许多在线化学仪表在线测量时，会受到在线测量过程中各种因素的影响而产生误差。例如在线氢电导率表，强酸阳离子交换柱树脂再生度偏低会使测量结果偏低；树脂裂纹、测量管路漏气、电极卡入树脂颗粒或氧化皮颗粒、树脂失效均会使测量结果偏高。再如在线 pH 表，电极与二次仪表输出端形成地回路，会使测量误差超过 0.5；水样流速变化，会使测量误差超过 0.2。受在线干扰影响的在线化学仪表有电导率表、氢电导率表、pH 表、溶解氧表、钠表、氧化还原电位仪表等。

(2) 纯水干扰。许多在线化学仪表在线测量时，会受到纯水的影响而产生误差。例如，在线氢电导率表，在测量电导率小于 0.3μS/cm 的水样时，温度的影响远大于对测量普通水的影响，需要进行自动纯水非线性温度补偿，如果采用普通水的线性温度补偿，水样温度低于 25℃，测量结果偏低；水样温度高于 25℃，测量结果偏高。又如，在线 pH 表，其参比电极在纯水中由于液接电位影响，会产生 0.2 以上的测量误差；玻璃电极在流动纯水中产生静电荷，会造成 0.2 以上的测量误差；采用普通水 pH 值的温度补偿方式测量纯水时，会产生 0.3 以上的误差。

对于在线电导率表、在线氢电导率表、在线 pH 表、在线溶解氧表、在线钠表等在线化学仪表，只有经过在线检验、并且检验准确性合格，才能保证其实际在线测量的准确性。在线化学仪表离线检验方法、在线检验方法和准确性指标参见 DL/T 677《发电厂在线化学仪表检验规程》。

zaosheng jiance

噪声监测 (monitoring of noise) 对干扰人们学习、工作和生活的噪声及其声源进行的监测，掌握火电厂生产过程中产生的噪声对环境的影响。

监测点的布设 主要有：①厂界。根据火电厂产生的声源，周围有受影响的噪声敏感建筑物的布局以及毗邻的区域类别，在火电厂厂界布设多个测点，包括距噪声敏感建筑物较近以及受被测声源影响大的位置。一般情况下，测点选在火电厂厂界外 1m、高度 1.2m 以上。当厂界有围墙且周围有受影响的噪声敏感建筑物时，测点应选在厂界外 1m、高于围墙 0.5m 以上的位置。②厂区。将厂区分成多个等大的正方格，网格要完全覆盖住火电厂的区域，且有效网格总数应多于 100 个。测点应设在每一个网格的中心，测点条件为距离任何反射物（地面除外）至少 3.5m 外测量，距地面高度 1.2m 以上。③设备。测点离设备水平支撑面 1.2m，距被测设备 1m 处。

监测方法 等效连续噪声是指在规定测量时间 t 内 A 声级的能量平均值，用 $L_{Aeq,t}$ 表示。火电厂的噪声监测采用 A 计权等效连续噪声（L_{Aeq}）。测量仪器为积分平均声级计或环境噪声自动监测仪，同时要注意排除不能代表厂界、厂区环境的偶发性噪声。噪声监测应在无雨、无雪、无雷电天气，风速为 5m/s 以下时进行测量。为避免风噪声的干扰，测量时应加风罩。不得不在特殊气象条件下测量时，应采取必要的措施保证测量准确性，同时注明当时所采取的措施及气象条件。

监测时间与频率 厂界、厂区环境和设备噪声每年监测两次，应在锅炉负荷率大于 75% 的春季和夏季监测。而厂界、厂区环境噪声应在昼间和夜间规定的时间内进行测量，昼间测量一般选在 08：00～12：00 和 14：00～18：00，夜间测量一般选在 22：00～05：00。

数据处理和评价 各个测点的测量结果应单独评价，同一测点每天的测量结果按昼间和夜间进行评价。测量结果用环境噪声污染图表示测点，测量数据用表格表示。

zaosheng kongzhi

噪声控制 (noise control) 为降低噪声污染至无害程度，获得人们要求的声学环境所采取的各种工程技术措施。实行噪声控制首先要进行噪声调查，通过现场测量或参考同类工程及设备的噪声资料，评价噪声对人体及环境可能造成的危害，然后根据国家或部门制订的环境噪声标准，确定降噪量和应采取的治理措施。措施实施后，再经现场实测，评定治理的效果。

噪声 指干扰人们休息、学习、工作，使人厌烦的声音。描述噪声特性的物理量有两种，即噪声的客观物理量和噪声的主观评价量。其中，噪声的主观评价量反映了人在心理和生理上对噪声的感受程度。表示噪声强弱的客观物理量是声压、声强和声功率，一般采用对数标度，分别用声压级、声强级和声功率级表示，以 dB（分贝）为单位。噪声主观评价的主要指标是 A 声级和等效 A 声级，单位是 dB(A)［分贝（A）］。表示声音音频高低的物理量是频率，在可闻声范围（20～2000Hz），一般用倍频程和 1/3 倍频程将其划分成若干频带。测量噪声最常用的仪器是声级计和频谱分析器。

火电厂噪声 火电厂是一个噪声源相对集中、噪声辐射量大、噪声种类繁多的场所。噪声主要来自各种设备、容器

及管路系统。按噪声源特点分类有：①机械动力噪声。因各类机械设备运转、摩擦、振动、碰撞所产生的噪声。②气体动力噪声。因各类风机、管道、燃气轮机和汽轮机中气（汽）流高速流动、扩容，锅炉和各种加热器排气（汽）、漏气（汽）及炉内燃烧所产生的湍流噪声。③电磁噪声。由电动机、励磁机、发电机、变压器、高压输电线路和其他电气（器）设备因磁场交变和电晕放电所产生的噪声。④厂内交通噪声。由厂区内火车、汽车、轮船行驶所产生的噪声。⑤其他噪声。水动力、水冷却、广播及人员活动所产生的噪声。电厂汽机房和锅炉房是强噪声集中区，其中以汽轮机运转层、锅炉排汽、风机运转和钢球磨煤机运转噪声最为强烈。强噪声举例如下：125MW机组汽机房，低中频，90～95dB（A）；300MW机组汽机房，低中频，93～96dB（A）；锅炉排汽，高频，114～170dB（A）；高压加热器，高频，100dB（A）；100kW凝结水泵，中频，104dB（A）；送风机，低中频，85～121dB（A）；钢球磨煤机，低中频，87～125dB（A）；碎煤机，中频，95～103dB（A）；机械通风冷却塔，低中频，85～100dB（A）；自然通风冷却塔，中高频，76～88dB（A）。

噪声的危害　噪声是人们公认的环境公害，它的危害是多方面的。主要有：①造成听力损失或耳聋。长期暴露在噪声中，80dB（A）以上会使听力损伤，90dB（A）以上会造成噪声性耳聋，140dB（A）以上的短暂噪声会引起暴震性耳聋。②引起心血管系统和神经-内分泌系统及其他系统的多种疾病。如神经衰弱和脑电图改变、因消化不良和胃液减少而导致的胃肠疾病、甲状腺亢进、肾上腺皮质功能增强、植物神经紊乱、血压升高和心室缺氧等。③影响人们的正常活动。妨碍睡眠、休息、交谈，使人心情烦躁、注意力分散、工作效率下降，甚至诱发事故。④使仪器设备受到干扰、失效和损坏。⑤使建筑物及设施受损。⑥使动物的听觉、内脏和中枢神经发生病变和受到损伤。

噪声的防治　在新建、扩建和改建工程的设计和施工建设中，首先应考虑好噪声的预防措施。如在厂址选择时，根据地理环境和社会经济发展布局与规划，将厂址选在尽量远离市区和人口集中的场所；在厂区规划设计时，考查厂区布置的合理性，根据声音传播的衰减与指向性，把需要安静的主控制楼、办公楼、生活区尽可能借助地形、植树和声屏障与主厂房隔开，按不同要求建立不同的声学环境区域；在工程设计时，对设备安装地点、系统布置和建筑结构的设计要符合降噪和防噪原则；在设备选型和材料选择时，尽量采用噪声低、防噪性能好或配备了消声装置的设备以及降噪性能好的材料；在施工安装过程中，加强质量管理和验收，消除或降低因振动、摩擦和泄漏可能引起的噪声。

加强设备运行、维修和生产管理是噪声防治的一个重要方面。如改进机组的起、停和运行方式，减小机组及管道的振动、汽水锤击；及时消除设备缺陷和水、汽（气）泄漏，及时维修防噪、消声设施等。

对已产生的超标噪声，可通过下述三种途径加以治理：①噪声源控制：就是控制噪声源的发射功率和辐射区域。方法有两种，一是改进设备和系统某些部件的加工精度和装配质量，以降低设备及系统的噪声水平；二是利用声的吸收、反射和隔离特性采用各种技术措施屏蔽声源，以减弱噪声的辐射。噪声源控制的降噪量一般为10～30dB（A）。例如，进行动平衡调整、隔振，降噪量为10～25dB（A）；安装隔声罩，降噪量为10～50dB（A）；采用消声器，降噪量为10～40dB（A）。②噪声传播途径控制：采用屏蔽措施阻挡噪声的传播或采用阻尼措施将传播中的声能转变为热能。例如，在火电厂中，对声源集中、易于封闭的噪声源，如水泵、风机、汽轮发电机组，采用隔振、阻尼和隔声措施，降噪量为10～40dB（A）；对不易封闭的设备及系统，如锅炉、加热器和水、煤、汽（气）管道，采用包覆隔振阻尼材料或设置隔声结构，降噪量为20～50dB（A）。③个人防护：在不能进行噪声源控制和传播途径控制的场所，可采取戴护耳器（如耳塞、耳罩、防声头盔等）或在噪声环境中设置隔声间等办法，降低受声者所接受的噪声强度或减少在噪声中暴露的时间，降噪量一般为15～30dB（A）。

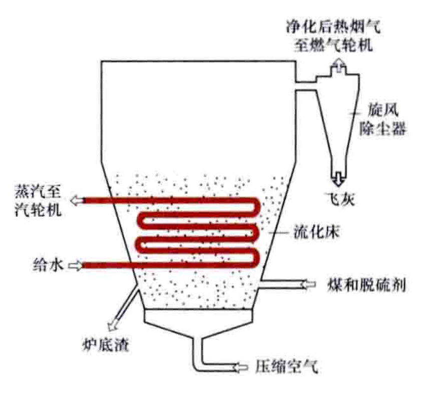
zengya liuhuachuang ranshao

增压流化床燃烧

(pressurized fluidized bed combustion, PFBC)　在压力状态（0.6～1.6MPa）下工作的流化床燃烧技术。利用此技术的锅炉称为增压流化床锅炉，是组成燃煤增压流化床联合循环（PFBC-CC）发电系统的关键设备。该系统在发电效率得到提高的同时还能减少硫及氮氧化物的排放。

根据流化床空床气速不同，可分为增压鼓泡流化床（PBFB）和增压循环流化床（PCFB）两类。前者已在第一代增压流化床联合循环中获得了商业应用，后者尚处于中间试验规模阶段。

增压鼓泡流化床燃烧技术　如图所示，压缩空气通过布风板进入燃烧室，使加入流化床中的燃料（煤，粒径最大为6mm）以及脱硫剂（石灰石或白云石，粒径最大为3mm）以鼓泡流化床状态运行，其基本特点与常压鼓泡流化床燃烧大致相同。



增压鼓泡流化床燃烧原理

增压燃烧与常压燃烧的主要区别是：①压力提高后，床层压降的限制减少，流化床的膨胀高度可达3.5～4.0m，且颗粒的临界速度有所下降，因此空床气速可选择得比较低，一般取1m/s左右，使反应气体在床内停留时间达到或超过3s，为可扬析的细碳粒和煤中挥发分在流化床内获得较充分的燃烧提供了有利条件；加之随压力升高，碳粒燃尽时间显著减少，使燃烧过程强化，燃烧效率可达99%以上。②在较低的空床气速下，仍能获得较大的截面热负荷（约15MW/m^2），较常压锅炉高2～3倍。因此，对于同样的热功率，使其结构比常压锅炉要紧凑得多。③随压力的升高，流化气体的密度和导热系数增大，气体对流传热作用增加，在较高压力下，床内流化质量改善，气泡数量多、尺寸小且分散，使接触表面的颗粒团更新频率加快，从而强

化了传热，传热系数一般可达300W/（m²·K）以上。④由于床层高而流化速度低，烟气在床内停留的时间增加，烟气中 SO_2 有更多的时间与脱硫剂作用，因此固硫效果提高，一般在Ca/S比等于2的条件下，可达到90%以上的脱硫效率。⑤随压力增高，NO_x 的排放量减少。当过量空气系数为1.2～1.3时，NO_x 的排放为200～280mg/m³（标）。⑥便于采用床料加排处理系统来控制床层高度，从而达到快速调节负荷的目的。

增压循环流化床燃烧技术　工作流速3～5m/s，呈强湍流流动，下部为浓相区，上部为稀相区。炉膛的截面热负荷比增压鼓泡流化床燃烧更高（约50MW/m²），可使炉膛更加紧凑。从炉膛底部进入的流化空气为60%～70%，而其余的30%～40%作为二次风在浓相区以上的不同位置喷入，以达到分级燃烧的目的，可使 NO_x 的排放降至70mg/m³以下。调节一、二次风的比例，还可提高负荷调节的能力。从炉膛出来的经过燃烧和固硫反应的煤灰和脱硫剂，在经过高温旋风除尘器分离后，大部分通过返料装置循环回到炉膛。由于飞灰的循环，使燃烧效率和脱硫效率可以更高。在增压循环流化床的浓相区没有埋管，不设置受热面，避免了埋管磨损问题，并且在低负荷时也可维持出口烟温。与鼓泡流化床相比，循环流化床内混合得更强烈，因此可减少给料点，机械复杂性有所降低。此外，净物料量、金属总量和耐火材料使用量较少，因此起动和停炉较快。增压循环流化床可采用外置换热床，利用蒸发受热面或过热器受热面以冷却回送飞灰。

参考书目

章名耀．增压流化床联合循环发电技术．南京：东南大学出版社，1998.

曹征彦．中国洁净煤技术．北京：中国物资出版社，1998.

zhangcha jianshiqi

胀差监视器　(differential expansion monitor)

汽轮机监视仪表系统中用于监视汽轮机动静部分相对膨胀的装置。汽轮机的动静部分在机组起动或运行中，因温度或温升不同，产生不同的膨胀。由于动静部分之间的间隙很小，如二者胀差超过某极限值则可能发生碰磨，造成汽轮机的严重损坏。故应选择在汽轮机胀差最大的地方，设置测量胀差的涡流线圈式传感器［见轴（承）振动监视器］或其他型式的测量胀差的传感器，用于监视该参数的变化。

zhaoming bianyaqi

照明变压器　(lighting transformer)

专门为提供交流照明电源而设置的变压器。按工程要求可采用集中照明变压器或分散照明变压器。集中照明变压器可以接在中压厂用母线或低压厂用母线（动力中心）上，由具体工程经技术经济比较而定。分散照明变压器宜由就近的低压厂用系统（电动机控制中心）供电，其单台容量一般不大于50kVA。

集中照明变压器或分散照明变压器采用Dyn11接线，以减少零序阻抗，有利于改善运行性能。二次侧为三相四线制中性点直接接地系统。照明电压在中国采用220V，在其他国家也有采用110V或120V的。集中照明变压器布置在厂房内时采用干式变压器，当无载调压不能满足照明灯具的电压偏移要求时，可采用有载调压方式。分散照明变压器一般为干式变压器，不设置调压分接头。

集中照明干式变压器的外壳防护等级应和与其相连的低压开关柜相一致。分散照明变压器的外壳防护等级应与周围环境相适应，也可将该变压器布置在电动机控制中心开关柜内。

zhereban

遮热板　(radiation shield)

为削弱两个辐射传热表面之间的辐射换热而在其中插入的薄板。图（b）中的板A即为遮热板的示例。

根据平行平板间的辐射换热理论，如表面足够大，两平板表面间的辐射热流密度为

$$q_{1,2}=\frac{\sigma\ (T_1^4-T_2^4)}{\dfrac{1}{\varepsilon_1}+\dfrac{1}{\varepsilon_2}-1}=\varepsilon_{1,2}\sigma\ (T_1^4-T_2^4) \tag{1}$$

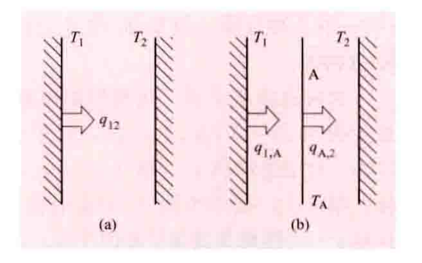
式中 σ 为斯忒藩-玻耳兹曼常数；T_1、T_2 为换热表面1、2的温度；ε_1、ε_2 为换热表面1、2的黑度；$\varepsilon_{1,2}$ 定义为系统黑度，$\varepsilon_{1,2}=\dfrac{1}{\dfrac{1}{\varepsilon_1}+\dfrac{1}{\varepsilon_2}-1}$。

两平行平板间插入遮热板后，如遮热板很薄，可认为遮热板两侧温度相同，均等于 T_A，则当热平衡时有

$$q_{1,A}=\varepsilon_{1,A}\sigma(T_1^4-T_A^4),\ q_{A,2}=\varepsilon_{A,2}\sigma(T_A^4-T_2^4) \tag{2}$$

$$q_{1,A}=q_{A,2}=q_{1,A,2} \tag{3}$$

如遮热板材料与原换热平板材料相同，则 $\varepsilon_{1,2}=\varepsilon_{1,A}=\varepsilon_{A,2}=\varepsilon$。联解上述方程组后可得：$q_{1,A,2}=\frac{1}{2}q_{1,2}$。表明插入一块遮热板可减少辐射换热量一半。可证明当遮热板的数目为 n 时，辐射热流量将减少到原来的 $1/(n+1)$。如果采用黑度较小的材料，例如磨光的金属薄板，遮热效果还可进一步提高。例如，在黑度为0.8的两个平行表面之间插入一块黑度为0.05的遮热板，可使辐射换热量减少到原来的1/27。



遮热板工作示意图

(a) 未加遮热板；(b) 加遮热板

遮热板本身并不带走热量，只是在热流通路中增加了辐射换热热阻，削弱辐射换热，起到了隔热作用。因此，遮热板作为热防护、隔热和保温节能技术被广泛地应用，如发动机燃烧室与后轴机匣之间的隔热装置，高温热电偶外罩，低温储罐的保温以及高温车间的热辐射防护设备等。

zhenshi qiti

真实气体　(real gas)

也称实际气体。严格讲，热机所用的各种气态工质都是实际气体，不完全符合 $pv=RT$ 的关系，只是有些气体在一定条件下可按理想气体做近似处理，以简化问题，但对一些性质偏离理想气体较远的气体，如水蒸气，必须按实际气体对待。

为了描述实际气体的行为，必须对 $pv=RT$ 关系予以改进，最简便的做法是引用压缩因子 Z。$Z=pv/RT$，它是压力和温度的函数。当压力趋于零时，则 Z 趋于 1，即实际气体的性质趋于与理想气体相同。除用压缩因子概念来改进理想气体状态方程以描述实际气体行为以外，还有其他形式的状态方程，其中最著名的是范德瓦耳斯状态方程。

范德瓦耳斯状态方程　荷兰物理学家 J. D. 范德瓦耳斯（Johannes Diederik van der Waals，1837—1923）于 1873 年提出，其形式为

$$\left(p+\frac{a}{v^2}\right)(v-b)=RT \tag{1}$$

式中 a、b 是考虑分子间的引力作用和分子体积的常数，不同的工质具有不同的数值。范德瓦耳斯方程奠定了实际气体状态方程的基本形式，但是在定量上还不够准确。后人提出的状态方程基本上是在此基础上的改进和发展，其中有些有很大的实用价值。

维里状态方程　基于分子之间的相互作用，以压缩因子（见工质热力学性质）表示的实际气体状态方程，即

$$Z=1+A_1p+A_2p^2+A_3p^3+\cdots \tag{2}$$

或

$$Z=1+B_1/v+B_2/v^2+B_3/v^3+\cdots \tag{3}$$

式中 A_1、A_2、…和 B_1、B_2、…称为维里系数，与气体种类及温度有关，各套维里系数之间存在一定关系。

对比参数　实际气体的压力、比体积和温度与其对应的临界参数之比。即对比压力 $p_r=p/p_c$、对比温度 $T_r=T/T_c$ 和对比比体积 $v_r=v/v_c$。用对比参数表示的状态方程称为普遍化的状态方程。

对比态原理　满足同一普遍化状态方程，$f(p_r,T_r,v_r)=0$，的各种气体，只要 p_r 与 T_r 分别彼此相同，则它们的 v_r 也相同。

通用压缩因子图　可推得用压缩因子表示的普遍化的状态方程为 $Z=f_2(p_r,T_r,Z_c)$，对于大多数物质 $Z_c\approx0.23\sim0.29$，对于给定的 Z_c，则 $Z=f_3(p_r,T_r)$。以 Z 和 p_r 作为坐标，则 $Z-p_r$ 图中不同 T_r 的定对比温度线适用于任何气体，这种 $Z-p_r$ 图称为通用压缩因子图。通用压缩因子图是根据实验数据绘制的。已知工质的临界参数 p_c，T_c，v_c 以及 p，v，T 中任意两个参数，可以利用通用压缩因子图确定其另一个参数。

zhengliufa

蒸馏法

蒸馏法　（evaporation）　利用电厂的低压蒸汽将海水或苦咸水加热蒸馏，将产生的蒸汽冷凝从而获得淡水的方法。蒸馏法是最早采用的海水淡化方法，也是装置规模最大、应用最广的方法之一。蒸馏法主要有多级闪蒸法（multi-stage flash evaporation，MSF）和低温多效法（low temperature multi-effect desalination，LT-MED）等。

多级闪蒸法　将原料海水加热到一定温度后引入闪蒸室，由于闪蒸室中的压力低于热盐水对应温度的饱和蒸汽压，使热盐水达到过热状态而急速汽化（闪蒸），产生的蒸汽冷凝后即为淡水，剩余海水温度下降并发生浓缩。多级闪蒸就是使热海水依次流经若干个压力逐渐降低的闪蒸室，热海水逐级蒸发降温并发生浓缩。

多级闪蒸蒸发器分为贯流式和盐水循环式。贯流式多级闪蒸是将低温浓缩盐水全部排掉；盐水循环式多级闪蒸是将大部分低温浓缩盐水打回冷凝器与原料海水混合，作为循环盐水进入热回收段回收热量。盐水循环式多级闪蒸在电厂应用较广泛。

工艺流程　盐水循环式多级闪蒸系统工艺流程如图 1 所示。海水由供给水泵打入闪蒸装置排热段的最后一级，经换热管进行热交换后，一部分排入大海，一部分作为补给水。补给海水经加酸除碳和脱气前处理后，汇入循环盐水，由盐水循环泵送入热回收段最后一级换热管，然后经过各闪蒸器进入盐水加热器。加热后的盐水返回到第一级闪蒸室底部，通过级间的孔口逐级向后流动，由于各级闪蒸室压力不断降低发生闪蒸。每级产生的蒸汽冷凝并流到最后一级，由淡水泵抽出。未蒸发的盐水逐级下降并浓缩，流到最后一级闪蒸室时，部分浓盐水由盐水排污泵排出系统。

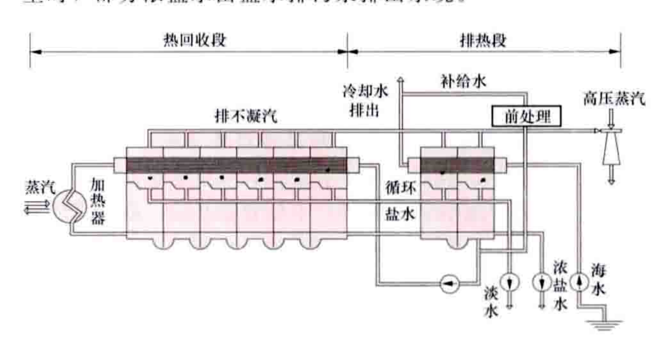


图 1　盐水循环式多级闪蒸流程图

主要设备及子系统　主要由以下设备及子系统构成：①盐水加热器。为管式换热器，每套闪蒸装置设置 1 台。②蒸发器本体。分为热回收段和排热段。③真空系统。除去系统中的不凝气体，并在运行工况下维持适当的真空，靠几级高压蒸汽喷射器实现。④防垢系统。控制盐水的最高温度和浓缩倍率防止结硫酸盐垢，另加酸控制 pH 值和加高温阻垢剂防止结碳酸盐垢。⑤补给海水脱气系统。每台闪蒸装置设有 1 台真空除气器。⑥消泡剂、亚硫酸钠和苛性钠加药系统。补给海水中加入消泡剂可防止和减少泡沫产生，加入亚硫酸钠和苛性钠分别为除去水中的残留氧和中和过量的酸。

多级闪蒸蒸发器适用于大型和超大型淡化装置，产水量大、淡水水质好、适用范围广，结垢问题大为改善；以电厂的低压蒸汽为热源，对补给水预处理要求较低，经济性较好。但同时也具有设备腐蚀较快、动力消耗大、传热效率低、设备操作弹性小等缺点。蒸发器的管材、管板及盐水加热器内部管材、管板、水箱等主要部件的材质均为铜镍合金，其他部位材质主要为碳钢或碳钢衬 316L 不锈钢。

低温多效法　将一系列的水平或垂直管喷淋降膜蒸发器串联起来，并分成若干效组，在低于大气压力下，通过多次蒸发和冷凝，得到多倍于加热蒸汽量的蒸馏水的海水淡化技术，盐水的最高蒸发温度低于 70℃。

多效蒸馏的基本原理是将蒸汽的热能进行循环并多次重复利用，以减少热能消耗，降低成本。水的沸点和它所受到的压力有关，压力越低，水的沸点就越低。第 1 效蒸发海水所得的蒸汽可以用作第 2 效的热源，在第 2 效中，水的沸点温度和压力比第 1 效低，效与效之间的热能可以重复利用。

图 2 所示为一种横管降膜式低温多效蒸发装置，共有七效，分两组循环。前六效为热回收效，第七效为排热效。从

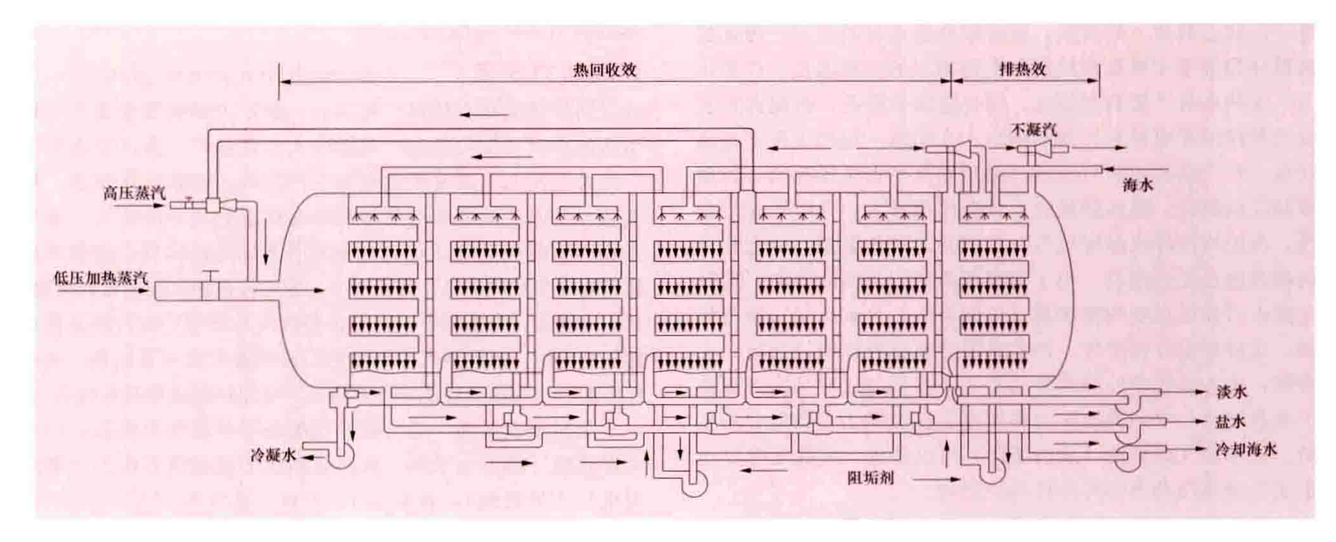


图 2 低温多效海水淡化装置工艺流程示意图

排热效出来的冷却海水大部分排走，小部分加入阻垢剂后作为进料回到第四、第五、第六效，料液经喷嘴均匀分布到蒸发器的顶排换热管上，形成很薄的水幕，在管外进行降膜蒸发，这可以提高热交换效果，同时可以去除水中的气体并使海水以均匀的流量通过热交换管。产生的蒸汽进入下一效的换热管中，经受下一效的海水喷淋后冷凝，产品水从换热管中流出并被逐级收集。剩余料液由泵打入第一、第二、第三效继续蒸发，最后的浓盐水经浓盐水泵排出。蒸馏水依次流经各效最后由淡水泵送出。电厂汽轮机抽出的低压蒸汽进入第一效作为热源，并在管内冷凝后送回电厂热力系统。

低温多效海水淡化技术具有预处理简单、腐蚀与结垢风险小、产品水纯度高、能耗低、热效率高、系统操作弹性大、运行安全可靠等特点，已经得到越来越多的应用。但低温多效蒸馏设备体积较大，装置费用较高，单位制水成本高于反渗透法海水淡化。

简史 蒸馏法脱盐技术的发展大致可分为三个阶段。第一阶段是 20 世纪 50 年代以前，海水淡化以单效和多效浸管式蒸发为主，但能耗高，易结垢。1957 年英国教授 R. S. 席尔瓦（R. S. Silver）发明了多级闪蒸，成为蒸馏法的一个里程碑。多级闪蒸基本解决了结垢问题，能耗也大幅度降低，成为当时最主要的脱盐设备。第三阶段是 20 世纪 70 年代初期，出现了低温横管喷淋技术，1981 年前后，低温多效设备正式应用于工业性的海水淡化装置。1984 年以前，全世界日产百吨以上的淡化装置，蒸馏法约占 75%。2006 年，中国首台万吨级低温多效海水淡化装置在河北黄骅发电厂投入运行。

蒸馏法技术最成熟、应用最广、规模最大的是多级闪蒸，其次是降膜式多效蒸发。横管降膜式的低温多效蒸馏法处于上升趋势，是最有竞争力的蒸馏方法之一，正在部分取代多级闪蒸。多级闪蒸虽在下降，但现有数量大，一般使用年限为 20～30 年，不会很快被完全取代。

参考书目

高丛堦，陈国华．海水淡化技术与工程手册．北京：化学工业出版社，2004.

乔世珊．海水淡化技术及应用．北京：水利水电出版社，2007.

zhengqi canshu

蒸汽参数

（steam condition） 额定工况下汽轮机进口的蒸汽压力和温度。蒸汽参数关系到电厂的热经济性、安全可靠性和工程造价，一般蒸汽参数越高，电厂热经济性越高，相应的设备制造成本、电厂投资也越高。蒸汽参数的确定涉及一系列因素，需对影响蒸汽参数选定的因素进行分析，通过参数配合，并结合蒸汽参数系列的标准化，经过全面技术经济分析和综合比较最终确定。

影响蒸汽参数选定的因素 蒸汽参数影响电厂的热经济性。电厂的热经济性不仅与循环热效率有关，还与生产过程各设备的效率相关，其中汽轮机的效率又与蒸汽参数有较大关联。蒸汽参数高，特别是初压力高，入口蒸汽体积流量减小，汽轮机高压部分进汽的流动和泄漏损失增大，使汽轮机效率下降，汽轮机功率越小，效率下降越多，甚至超过因采用较高蒸汽参数带来的循环热效率提高的效益。所以较高的蒸汽参数总是与较大的机组功率联系在一起的，即促使蒸汽参数提高的因素中，机组容量的影响是最重要的因素之一。现代蒸汽参数通常按机组容量分档，容量小的机组参数较低，随着容量的增加，参数随之升高。一般地，在与机组容量匹配的情况下，提高蒸汽参数对电厂热经济性的影响为：新蒸汽温度或再热蒸汽温度每提高 10℃，机组热耗可下降 0.25%～0.3%；如果增加再热次数，例如采用二次再热，在同样蒸汽参数下热耗比采用一次再热下降约 1%～2%。

提高蒸汽参数不仅要考虑电厂热经济性的提高，还应考虑其综合的技术经济效益。技术经济效益主要应考虑电厂投资。电厂投资以年费用方式计入发电成本，由于提高蒸汽参数而增加的投资应能使发电成本降低，否则无经济效益。通常一个国家或地区环保要求越严格、燃料价格越高，越趋向于采用更高的蒸汽参数，这也是一些工业发达国家率先采用超临界参数或超超临界参数的原因。

影响蒸汽参数提高的另一重要因素是机组可用率，它主要取决于机组的技术成熟程度、新型耐热高温合金钢材料的成熟程度，以及机组的运行和管理水平。一般采用更高参数和更大容量的机组需要一定的技术成熟期，在一定期限内其可用率可能相对较低，对技术经济效益也有影响。

参数配合 在影响循环热效率的各种因素中，蒸汽膨胀

终了的状态参数（即背压）受冷却介质温度的限制，因此提高循环热效率主要依靠提高蒸汽的初压力和初温度。在初压力一定的条件下提高初温度，循环热效率提高，但提高初温受所使用的金属材料性能的限制。在初温一定的条件下提高初压，在已用到的压力范围内循环热效率也是提高的。但随着初压的提高，蒸汽膨胀终了的湿度也增大，为防止叶片损伤，汽轮机的排汽湿度也有一定的技术条件限制，因此初压的提高也会受到限制。为了克服提高初压受到的限制，现代大型火力发电机组均采用蒸汽中间再热，也有采用二次再热的。这种根据外部条件，例如高温金属材料性能，选定一个参数，再考虑技术经济因素选定另一参数与之对应的方法称为参数配合，中间再热压力和再热温度也属于参数配合的范畴。从水蒸气焓熵图（或温熵图）可以看出，参数配合是由水蒸气和蒸汽动力循环的性质决定的。

蒸汽参数系列　综合多项技术经济因素确定的汽轮机组各容量等级优先采用的蒸汽参数系列标准，是火力发电设备标准化、系列化的重要组成部分。为缩短设计制造周期，降低成本，汽轮机制造厂需要做好产品和主要零部件的系列化、通用化和标准化工作，为此，电厂汽轮机采用按蒸汽参数、功率等级匹配的产品系列。

蒸汽参数系列的确定涉及的因素很多，这些因素因时、因地而异，必须通过全面的技术经济论证才能确定。对于不同国家，甚至不同生产厂家，由于具体条件不同（其中包括经验积累和习惯等），所采用的蒸汽参数系列也会有一定的差异。表1给出了中国再热式汽轮机主蒸汽参数及再热温度参数系列，表2给出了中国超（超）临界机组主要蒸汽参数系列。

表1　中国再热式汽轮机主蒸汽参数及再热温度参数系列

类别	主蒸汽压力（MPa）	主蒸汽温度/再热温度(℃/℃)	主蒸汽流量推荐范围（t/h）	仅凝汽式汽轮机适用的容量等级/相应的大致新蒸汽流量（阀门全开）[MW/（t/h）]
超高压	12.7 13.2	535/535 537/537 538/538 540/540	400～670	125/400 150/480 200/670
亚临界	16.7 17.8	535/535 537/537 538/538 540/540	800～2500	250/800 300/1025 330/1018 （电动给水泵） 600/2020 700/2350
超临界	24.2	538/566 566/566	1500～4000	600/2000 700/2300 800/2600 1000/3300

表2　中国超（超）临界机组主要蒸汽参数系列

序号	类别	汽轮机参数	锅炉参数	容量等级
1	超临界	24.2MPa/566℃/566℃	25.4MPa（g）/571℃/569℃	350、600MW
2	超超临界	25MPa/600℃/600℃	26.15MPa（g）/605℃/603℃	600(660)、1000MW
		26.25MPa/600℃/600℃	27.46MPa（g）/605℃/603℃	

zhengqi dongli fadianchang

蒸汽动力发电厂　(steam-driven power plant)

通过锅炉燃烧化石燃料产生具有一定压力和温度的蒸汽，驱动汽轮机带动发电机生产电能的火力发电厂。蒸汽动力发电厂是火力发电中最主要的电能生产方式，燃料以煤为主。蒸汽动力发电厂的发展主要体现在单机容量的不断增大、蒸汽参数的不断提高等方面，而蒸汽参数的提高体现在超临界或超超临界参数的采用及其发展上，发展较快的代表国家有美国、日本、德国、丹麦和中国。建设蒸汽动力发电厂的目的是稳定地生产电能，因此蒸汽动力发电厂需具备安全可靠性高、经济性合理、负荷调节性能好以及满足环境保护要求等基本特点。

美国是发展超（超）临界机组最早和最快的国家，1957年即建成了第一台采用二次再热系统的超超临界机组（费洛发电厂6号机组），容量为125MW、参数为31MPa/621℃/566℃/538℃。随后在1960年建成容量为325MW、参数为36.5MPa/654℃/566℃/566℃的二次再热超超临界机组（埃迪斯通发电厂），是当时世界上容量最大、参数最高的机组，由于超越了当时材料的发展水平，且系统结构复杂，可用率不高，后来采用降参数运行。美国20世纪80年代以后不再发展超超临界技术，转而发展超临界技术，并将超超临界技术转让给日本。在20世纪60～70年代，美国相继建成了155台超临界和超超临界机组，其中109台为燃煤机组。截至2011年底，美国拥有9台世界上容量最大的超临界双轴机组，单机容量为1300MW，这些机组均是在20世纪90年代前建成的，详见表1。随着燃料价格的上涨、环保和气候变化的要求日益严格，以及新材料的开发成功，超临界和超超临界发电技术在美国重新得到发展。据美国能源部（DOE）信息，美国近年来规划了37个超临界和超超临界机组，总装机容量2500万kW，其中土库（Turk）发电厂（600MW超超临界）是美国从20世纪70年代以来建设的第一个超超临界机组。

表1　美国现役单机容量1300MW火电机组

机　组	类型	主蒸汽压力（MPa）	主/再热蒸汽温度（℃）	投运年份
Cumberland 1号和2号	超临界	24.2	539/539	1973
Amos 3号	超临界	26.5	543/538	1973
Gavin 1号和2号	超临界	26.5	543/538	1974/1975
Mountainaneer 1号	超临界	26.5	543/538	1980
Rockport 1号和2号	超临界	26.5	543/538	1984/1989
Zimmer	超临界	26.5	543/538	1991

日本是超超临界技术领先的国家，其蒸汽动力发电厂的主力机型是超超临界机组。1989年和1990年，日本在川越电厂投产了2台700MW机组，蒸汽参数为31MPa/566℃/566℃/566℃，燃用液化天然气，机组净效率达42%（HHV），投产后机组稳定运行。从1993年以后，日本新投产和订货的大型机组，虽仍采用一次再热循环，但其蒸汽温度已提高到566℃/593℃、593℃/593℃、600℃/600℃、600℃/610℃、600℃/620℃，蒸汽压力一般为24～25MPa，2009年投运的矶子发电厂2号机组蒸汽温度达到600℃/

620℃，是当时世界上温度参数最高的超超临界机组。

德国和丹麦代表了欧洲超临界和超超临界机组的发展水平。德国是发展超超临界技术较早的国家，其特点是超超临界机组的主蒸汽压力在25～28MPa范围。截至2011年底，蒸汽温度发展到600℃/600℃级，单机容量最大为1100MW（在建）；德国卡尔斯鲁电厂（Karlsruhe RDK8）正在建设蒸汽参数为27.5MPa/598℃/619℃、单机容量900MW级的超超临界机组。丹麦的超超临界机组追求技术上可能达到的最高效率，超超临界机组的主蒸汽压力接近30MPa，温度一般为580℃/600℃或580℃/580℃/580℃。表2给出了日本、德国和丹麦主要蒸汽动力发电机组的蒸汽参数情况。

表2 日本、德国和丹麦主要蒸汽动力发电机组的蒸汽参数情况

国家	电厂名称	机组容量(MW)	蒸汽参数	投产年份
日本	松浦（Matsuura）发电厂1号机组	1000	24.1MPa/566℃/566℃	1991
	松浦（Matsuura）发电厂2号机组	1000	24.1MPa/593℃/593℃	1997
	三隅（Misumi）发电厂1号机组	1000	24.1MPa/600℃/600℃	1998
	橘湾（Tachibanawan）发电厂	1050×2	25MPa/600℃/610℃	2000
	矶子（Isogo）发电厂2号机组	600	25MPa/600℃/620℃	2009
德国	博茨堡（Boxberg）发电厂	900×1	26.8MPa/545℃/580℃	1999
	利本道夫（Lippendorf）发电厂	930×2	26MPa/550℃/580℃	1999～2000
	尼德豪森（Niederaussen）发电厂	1012×1	27.4MPa/580℃/600℃	2002
丹麦	埃斯比约（Esbjerg）发电厂3号机组	412	25MPa/560℃/560℃	1991
	北日德兰（Nordjyllands）发电厂3号机组	412	28.5MPa/580℃/580℃/580℃	1998
	埃维杜（Avedore）发电厂2号机组	375	25MPa/580℃/600℃	2001

中国超临界火电机组建设始于2002年，国内发电设备制造企业通过引进技术开始生产600MW超临界火电机组，参数为24.2MPa/538℃/566℃和24.2MPa/566℃/566℃。2005年，自主制造的第一台600MW超临界机组在沁北发电厂投运。2003年起，中国开始了超超临界机组的建设，国内制造企业通过引进技术制造的首台1000MW超超临界机组于2006年在玉环发电厂投运，随后相继投运了一批1000MW超超临界机组，参数多采用26.25MPa或25MPa/600℃/600℃。截至2011年底，中国超临界机组最高参数为27MPa/600℃/600℃，在外高桥第三发电厂上采用。中国超超临界机组发展虽然起步较晚，但发展速度快，自2002年以来，中国建设的600MW机组基本上采用了超临界或超超临界参数，1000MW机组全部采用了超超临界参数。截至2010年底，中国超临界和超超临界机组投运总容量近1.5亿kW，约占全国火电装机容量的21%，发展速度、装机容量和机组数量均已居世界首位，已投运和在建1000MW等级超超临界机组容量已远远超过国外同类机组的总和。

为进一步降低能耗和减少污染物排放，超超临界机组正朝着更高参数的水平发展，这也是蒸汽动力发电技术的发展方向，其目标是使主蒸汽和再热蒸汽参数温度达到700℃级别，发电效率提高到50%～53%（LHV）。国际上开展700℃超超临界技术开发的地区和国家有欧盟、美国、日本和中国。（见火力发电）

生产设备 蒸汽动力发电厂锅炉侧辅机设备主要包括给煤机、磨煤机、送风机、一次风机、引风机等；汽轮机侧辅机设备主要包括给水泵、凝结水泵、凝汽器、除氧器、高压加热器、低压加热器等；发电机侧主要设备包括主变压器等。蒸汽动力发电厂生产流程见图。

基本要求 确保蒸汽动力发电厂在全生命运行周期内安全可靠性高、经济性合理、负荷调节性能好，以及满足环境保护要求等。

可靠性 主要体现在设备寿命期限内，能向用户提供数量和质量都符合需求的电能（和热能）的能力。这种能力用可靠性指标来表示，最常用的可靠性指标是可用系数（AF）、等效可用系数（EAF）和等效强迫停用率（EFOR）等（见火力发电厂可靠性管理）。蒸汽动力发电厂机组运行的可靠性，与主要设备质量、燃料品质保证、汽水系统中水的洁净度，以及对高温金属部件的监督管理水平等有关。

经济性 用每生产1kW·h电能的综合费用（即发电成本）来衡量，费用中包括燃料费、材料费、人工费、折旧、利润等。其他衡量经济性的指标还有单位千瓦造价、电厂热效率、发电标煤耗、厂用电率等。

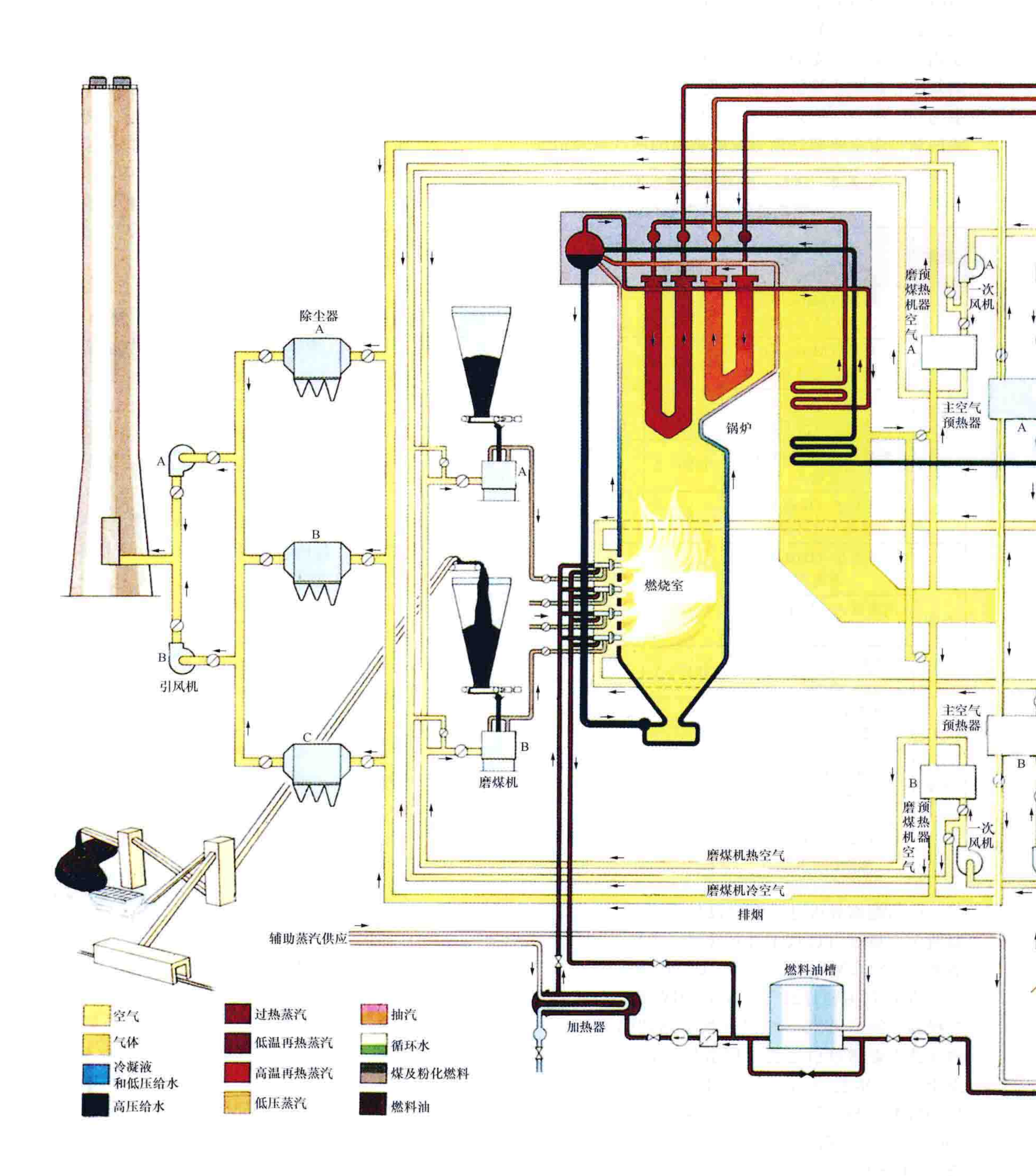
负荷调节性能 主要指能快速改变电厂机组功率（包括机组起、停），以适应外界负荷变化的能力。衡量机组负荷调节性能优劣的主要因素是机组响应外界负荷变化的速度和不投油最低稳燃负荷。

环保要求 蒸汽动力发电厂对环境的影响，主要表现在粉尘、SO_2和NO_x等对大气的污染，化学水处理系统排水、含油污水、脱硫废水、生活污水、输煤系统冲洗水等废污水对水体的污染，温排水对水体的热影响，来自设备的噪声等，这些影响都需控制在国家或地区允许的范围内。

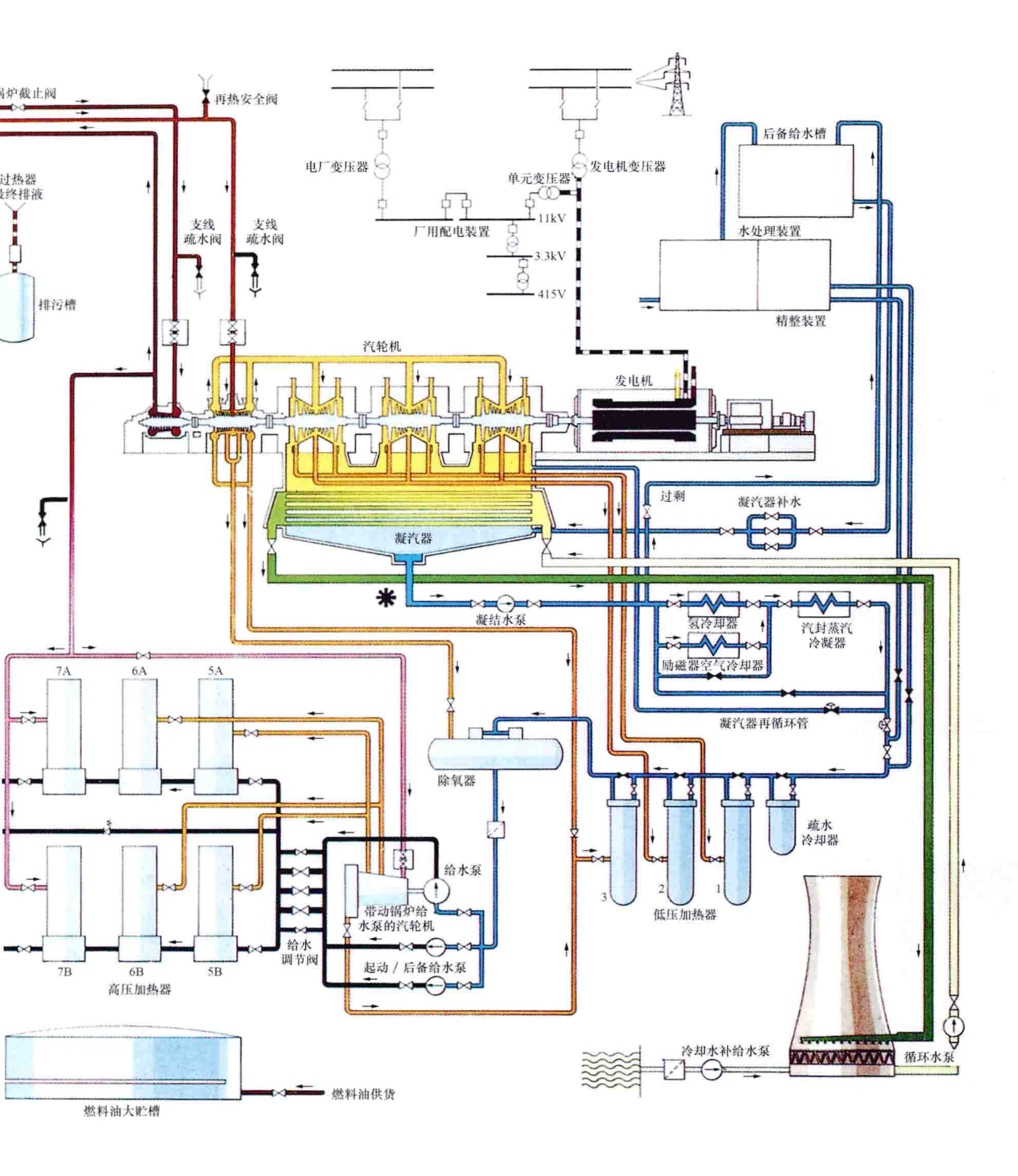
zhengqi dongli fadianchang de ranqi zhengqi lianhexunhuan gaizao

蒸汽动力发电厂的燃气-蒸汽联合循环改造 （re-powering and retrofit of steam power plant with gas turbine） 在现有蒸汽动力发电厂的基础上，用燃气轮机叠置或并联成为燃气-蒸汽联合循环机组，以提高发电厂的功率和效率，并使发电厂污染排放水平得以改善的技术措施。蒸汽动力发电厂可改造成：余热锅炉型联合循环电厂、排气助燃型联合循环电厂、并行布置型联合循环电厂、给水加热型联合循环电厂四种，前两种改造方案应用较多。

改造为余热锅炉型联合循环 在原有汽轮机系统的基础上，用1台或多台燃气轮机和余热锅炉取代原有的燃煤锅炉，以组成余热锅炉型联合循环系统。通常，燃气轮机功率P_{gt}按汽轮机功率P_{st}的1.5～2.0倍关系配置。该类联合循环的热效率已能达到55%以上。在燃气轮机与余热锅炉之间的燃气管道上可安装烟气旁通阀，使燃气轮机能够单独运行。该改造方案可以保留原有的汽轮机，但其局部结构和给



除尘器
A
B
C
引风机
磨煤机
锅炉
燃烧室
磨煤机热空气
磨煤机冷空气
排烟
辅助蒸汽供应
加热器
燃料油槽
主空气预热器
一次风机
磨煤机预热器空气
空气
气体
冷凝液和低压给水
高压给水
过热蒸汽
低温再热蒸汽
高温再热蒸汽
低压蒸汽
抽汽
循环水
煤及粉化燃料
燃料油



炉截止阀
再热安全阀
过热器
终排液
排污槽
支线
疏水阀
支线
疏水阀
电厂变压器
单元变压器
发电机变压器
11kV
厂用配电装置
3.3kV
415V
后备给水槽
水处理装置
精整装置
汽轮机
发电机
过剩
凝汽器补水
凝汽器
凝结水泵
氢冷却器
汽封蒸汽
冷凝器
励磁器空气冷却器
凝汽器再循环管
7A
6A
5A
除氧器
疏水
冷却器
给水泵
带动锅炉给水泵的汽轮机
3
2
1
低压加热器
给水
调节阀
起动／后备给水泵
7B
6B
5B
高压加热器
冷却水补给水泵
循环水泵
燃料油供货
燃料油大贮槽

产工艺流程

水系统必须做适当改造。如汽轮机应改为全周进汽，以满足主蒸汽滑压调节的需要；汽轮机尾部的通流面积和凝汽器的冷却面积必须增大，以适应中间抽汽量减少或关闭的需要；而且要适当改造调节控制系统，以适应滑压调节方式的要求。此外，还应校核汽轮机的机械强度。

改造为排气助燃型联合循环　在现有燃煤锅炉前加装一台燃气轮机，组成排气助燃型联合循环。该改造方案用尺寸较大的高温管道把燃气轮机的高温排气供向燃煤锅炉的燃烧器和磨煤系统的磨煤风机，以取代原电厂中通过送风机和锅炉空气预热器供给高温空气的送风系统。为防止连接管道过长，燃气轮机及其附属设备应布置在燃煤锅炉附近。改造前应考虑现场布置这些设备的可能性。由于燃气轮机排气中的含氧量只有 14%～16%，仅能满足燃烧锅炉设计煤量的 60%～70%。为保证燃煤锅炉能满负荷运行，必须如图 1 所示安装 1 台辅助送风机和空气预热器。燃气轮机功率应按 $P_{gt}=(0.17 \sim 0.25)P_{st}$ 的关系配置。图 1 给出了燃用烟煤时改造方案的系统图。燃气轮机燃烧室燃用天然气或液体燃料，锅炉仍燃用烟煤，汽轮机和给水系统变动不大。SO_2、NO_x 和飞灰则分别用烟气脱硫装置（FGD）、选择性催化还原反应器（SCR）（见 SCR 脱硝反应器）和静电除尘器控制。原有燃煤锅炉进行适当改造。由于拆除了锅炉内原有的空气预热器，锅炉的排烟温度很高，所以在锅炉后增设 1～2 级烟气型给水加热器和辅助风机预热器。在静电除尘器后增设抽风机，以避免燃气轮机承受过大的背压流阻。SCR 置于 FGD 后，避免已形成的液态 NH_4HSO_4 和固体 $(NH_4)_2SO_4$ 在烟气型给水加热器上积存。由于 SCR 在 320～450℃范围内才能有效脱除 NO_x，所以在 SCR 前安装气/气换热器和蒸汽/烟气预热器，把进入 SCR 的烟气升温到 325℃。由于除灰、脱硫和脱硝流程的流阻损失较大，厂用电耗率较高，所以改造后的电厂效率会下降 1.4～1.5 个百分点。运行负荷变动时，保持燃气轮机的负荷不变，调节燃煤量来控制汽轮机的功率。维持锅炉燃烧褐煤时，NO_x 的生成量有限，可以省去 SCR 和 FGD 后的设备，简化系统，提高净热效率，降低投资费用。但褐煤的含灰量较多，全负荷运行时，锅炉管簇易磨蚀。因此，可不装辅助送风机，但限制锅炉在 60%～70% 容量下工作，燃气轮机功率按 $P_{gt}=(0.25 \sim 0.3)P_{st}$ 关系配置。

改造为并行布置型联合循环　在原有燃煤电厂基础上，并列地增设一台燃气轮机和余热锅炉，组成并行布置型联合循环系统。余热锅炉可生产几种不同压力和温度的蒸汽，与原有燃煤锅炉生产的主蒸汽和再热蒸汽一起供入原有汽轮机中做功。图 2 所示为该改造方案的系统图。燃气轮机燃烧室燃用天然气或液体燃料，燃煤锅炉仍燃用煤。燃气轮机与锅炉的排气分别由各自的烟囱排入大气。燃气轮机的功率可在 $0.15 < P_{gt}/P_{st} < 0.35$ 范围内选择。燃煤锅炉的排气经过静电除尘器、FGD 和 SCR 的处理达标后排入大气。在安装烟气旁通阀后，燃气轮机与汽轮机（包括燃煤锅炉）可以单独运行，空气预热器仍置于燃煤锅炉中，由于锅炉的排气温度已降至 125℃左右，所以其后无需设置烟气型给水加热器，SCR 可放置在燃煤锅炉空气预热器之前，温度为 320～380℃处。余热锅炉产生的中压蒸汽与在燃煤锅炉再热器中产生的再热蒸汽掺混后，进入汽轮机中压缸膨胀做功；低压蒸汽则单独送入汽轮机的低压缸膨胀做功。为防止汽轮机超负荷，同时为提高燃煤锅炉中过热器和再热器的使用寿命，可适当降低主蒸汽和再热蒸汽的压力和温度。当燃气轮机停运时，可以恢复主蒸汽和再热蒸汽的运行压力和温度，使汽轮机仍能发出额定功率。由于新增的燃气轮机和余热锅炉只通过蒸汽管道和给水管道与燃煤锅炉连接，所以无须布置在燃煤锅炉附近。相对于图 1 所示方案，该方案的设备和系统简单，改造费用少，也可使电厂的效率略有提高。

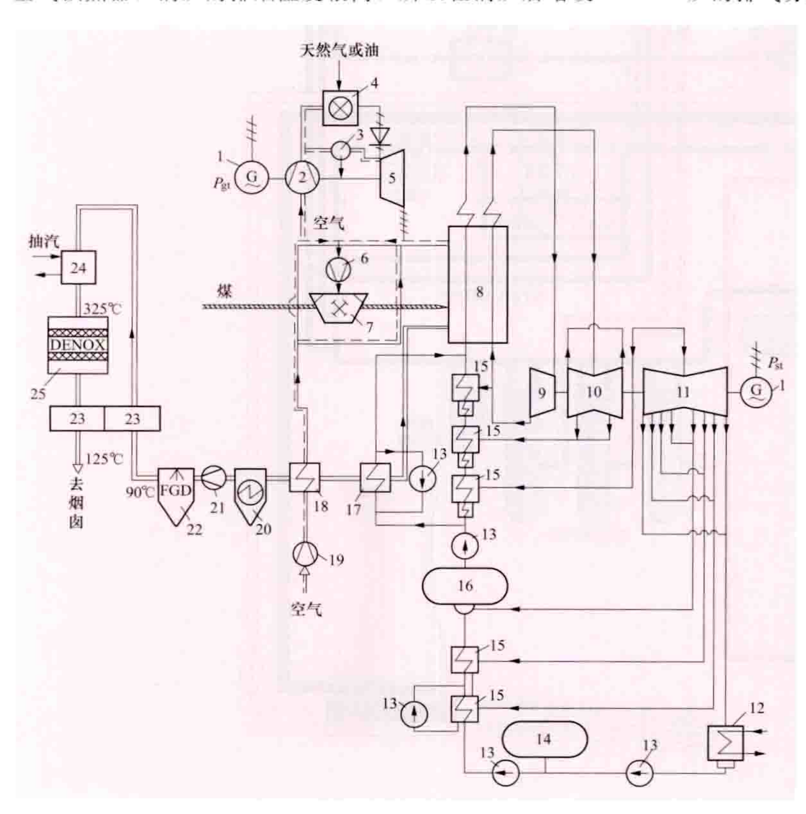


图 1　燃用烟煤时排气助燃型联合循环改造方案系统图

1—发电机；2—压气机；3—空气冷却器；4—燃烧室；5—燃气透平；6—磨煤风机；7—磨煤机；8—燃煤锅炉；9—高压汽轮机；10—中压汽轮机；11—低压汽轮机；12—凝汽器；13—水泵；14—储水箱；15—给水加热器；16—除氧器；17—烟气型给水加热器；18—空气预热器；19—辅助送风机；20—静电除尘器；21—引风机；22—烟气脱硫设备；23—气/气换热器；24—蒸汽/烟气预热器；25—选择性催化还原反应器

（图 1～3 均取自：Günter Bauer，John S. Joyce. The Benefits of Parallel Repowering Exsisting Steam Turbines with Gas Turbines. Siemens Power Generation）

改造为给水加热型联合循环　在原有燃煤电厂基础上，增设一套由燃气轮机和热水余热锅炉组成的给水加热型联合循环系统。燃气轮机的排气余热用来加热汽轮机的凝结水和给水，以减少从汽轮机抽出供各给水加热器的蒸汽量，并增大流经汽轮机中压缸和低压缸的蒸汽量，达到增加汽轮机功率的目的。为此应增大汽轮机中压缸和低压缸的通流能力。这种抽汽量的变化还会导致燃煤锅炉再热器压力增

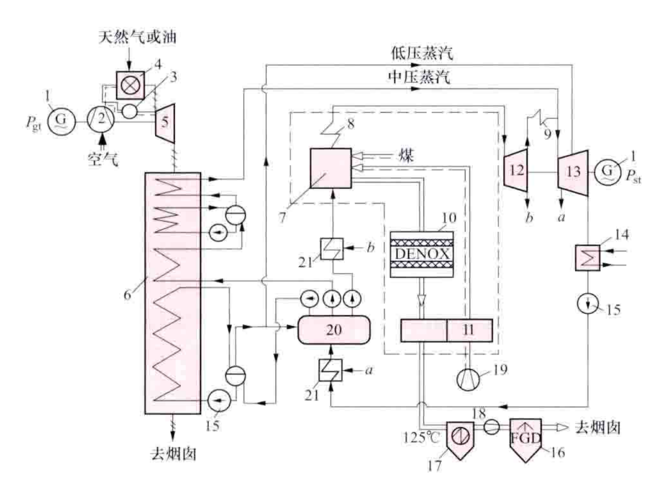


图 2　并行布置型联合循环改造方案系统图

1—发电机；2—压气机；3—空气冷却器；4—燃烧室；5—燃气透平；6—余热锅炉；7—燃煤锅炉；8—锅炉内的过热器；9—锅炉内的再热器；10—锅炉内的 SCR；11—锅炉内的空气预热器；12—高压汽轮机；13—中压/低压汽轮机；14—凝汽器；15—水泵；16—烟气脱硫装置（FGD）；17—静电除尘器；18—引风机；19—送风机；20—除氧器；21—给水加热器

大。该方案中 $P_{gt}/P_{st} \leqslant 0.35$。图 3 所示为该改造方案的系统图。其中燃煤锅炉无需大的改造，SCR 可置于燃煤锅炉空气预热器前，温度约为 325℃ 处。燃气轮机和热水余热锅炉布设场地的选择比较灵活，热水余热锅炉的结构简单，投资费用低，运行可靠性有保障。在燃气轮机排气流道中装设烟气旁通阀后，燃气轮机、燃煤锅炉和汽轮机就能够独立运行。

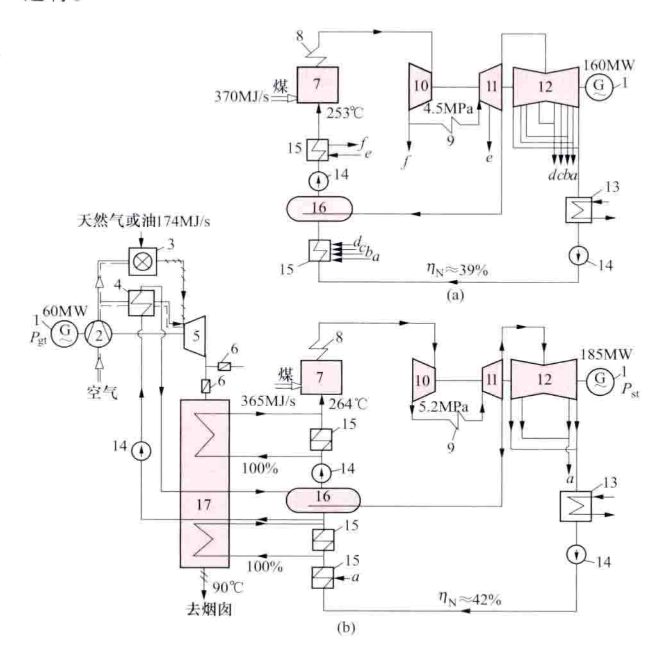


图 3　给水加热型联合循环改造方案系统图

（a）原有燃煤电厂的系统图；（b）改造后联合循环电厂的系统图

1—发电机；2—压气机；3—燃烧室；4—空气冷却器；5—燃气透平；6—烟气旁通阀；7—燃煤锅炉；8—蒸汽过热器；9—再热器；10—汽轮机高压缸；11—汽轮机中压缸；12—汽轮机低压缸；13—凝汽器；14—给水泵；15—给水加热器；16—除氧器；17—热水余热锅炉

四种改造方案的具体改造内容见下表。

四种改造方案的具体改造内容

改造方案	余热锅炉型联合循环	排气助燃型联合循环	并行布置型联合循环	给水加热型联合循环
新增设备	燃气轮机、余热锅炉、新增的电气和控制设备	燃气轮机、余热锅炉、新增的电气和控制设备、烟气型给水加热器及其管路系统、辅助送风机及其空气预热器、SCR 的烟气加热系统	燃气轮机、余热锅炉、新增的电气和控制设备	燃气轮机、热水余热锅炉、新增的电气和控制设备
原设备的改造内容	原有汽轮机的通流部分、凝汽器的冷却面积和冷却水量、抽汽系统、调节系统	改造燃煤锅炉燃烧器，拆除空气预热器，替换空气管路系统	改造原有汽轮机的通流部分、凝汽器的冷却面积和冷却水量，增加管路和泵	改造原有汽轮机的通流部分、凝汽器的冷却面积和冷却水量，以及抽蒸汽系统
改造所需时间		6～8 个月	2～3 个月	1.5～2 个月

几种改造方案的性能比较　余热锅炉型联合循环只能用来改造超高压及以下参数的汽轮机电厂，其他三种方案则无蒸汽参数的限制，可以用来改造大型亚临界或超临界参数汽轮机发电厂。余热锅炉型联合循环方案提高电厂净热效率的效果最好，可使高压蒸汽轮机电厂的效率提高 15 个百分点左右。排气助燃型、并行布置型、加热给水型联合循环则分别能使电厂净热效率由 42% 提高 2.8～4.0、2.8～3.2 个百分点和 2.5 个百分点。用同样功率的燃气轮机分别以排气助燃型、并列布置型和给水加热型方案改造燃煤电厂时，改造投资费用的相对比例关系为 1∶（0.7～0.8）∶0.62。把燃煤电厂改造为余热锅炉型联合循环时，其比投资费用低于排气助燃型，与并列布置型相当。

在不缺少天然气和液体燃料的地区，应优先选用余热锅炉型联合循环来改造超高压及以下参数的燃煤电厂；超高压蒸汽参数以上大型燃煤电厂的改造则优先选用排气助燃型和并行布置型联合循环。给水加热型联合循环应用较少。

zhengqi jinghua

蒸汽净化　（steam purification）　利用机械或化学手段，去除或减少蒸汽中携带的杂质（盐类）以提高蒸汽品质的过程。通常采取的手段有：用化学方法提高给水品质，用机械原理设置汽水分离器，进行蒸汽清洗及增大排污率等。由于直流锅炉只能是通过提高给水品质来保证蒸汽品质，所以有关蒸汽净化措施，都是针对锅筒锅炉而言的。

蒸汽带盐　锅筒出口的饱和蒸汽携带杂质（盐类）的现象。带盐的蒸汽进入过热器中，一部分杂质将会沉积在管壁上妨碍换热，造成壁温升高，甚至超温爆管；带盐的蒸汽如进入汽轮机，杂质沉积后又会导致出力降低和热效率下降。蒸汽带盐的途径有机械携带和溶解携带两种。

机械携带　蒸汽携带炉水水滴的现象。当汽水混合物与蒸发面或固体表面（如汽水分离元件、锅筒内壁等）相撞或汽泡穿出蒸发面时均可能产生水滴，细小的水滴可能被上升流动的蒸汽携带离开锅筒。机械携带几乎是中、低压锅炉蒸汽带盐的唯一途径。增加蒸汽空间高度、降低蒸发面负荷、降低锅水浓度、设置高效率的汽水分离装置、均匀蒸汽空间负荷等均能降低机械携带。影响机械携带的一个重要指标是蒸汽空间负荷强度 R_s，它指正常水位以上每 $1m^3$ 的蒸汽空间单位时间内通过的蒸汽量，单位为 $t/(m^3 \cdot h)$。中压锅炉推荐 $17\sim22t/(m^3 \cdot h)$；高压锅炉为 $21\sim24t/(m^3 \cdot h)$；超高压锅炉为 $25\sim30t/(m^3 \cdot h)$。

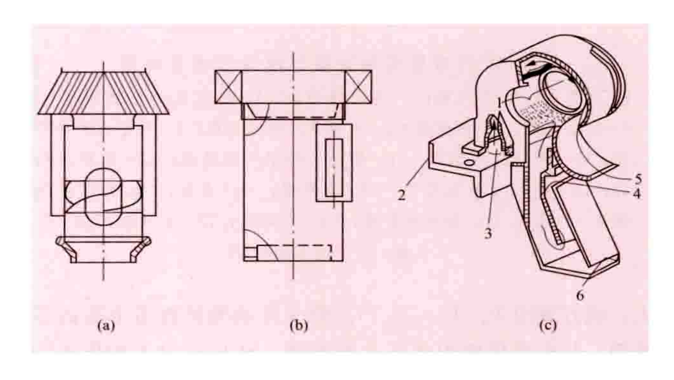
溶解携带　蒸汽具有溶解某些盐类的能力。由于蒸汽对各种盐类的溶解能力不同，又称选择性携带。试验表明：压力越高，蒸汽的溶解能力越强。按饱和蒸汽的溶解能力，炉水中的盐可分为三类。第一类硅酸（H_2SiO_3），溶解度最大，当锅筒压力为 4.41MPa 时，蒸汽对硅酸的溶解携带系数为其机械携带系数的 4.5 倍（高压锅炉为 90 倍，超高压锅炉为 330 倍），直接影响着蒸汽品质。第二类为 NaOH、NaCl 及 $CaCl_2$ 等，当压力为 12.7MPa 时蒸汽才开始显示出对这些盐分的溶解能力。压力为 13.7MPa 时，溶解携带系数接近机械携带系数，应考虑此类盐对蒸汽品质的影响。第三类为 Na_2SO_4、Na_3PO_4 等，很难溶解于蒸汽，即使在亚临界压力下，也不必考虑它们对蒸汽品质的影响。

锅炉压力高时，炉水 pH 值的升高将导致溶解携带增大。

蒸汽净化措施　针对蒸汽带盐机理，可采取一系列措施，如汽水分离、蒸汽清洗、分段蒸发和排污及提高给水品质等，以获得品质合格的蒸汽。

汽水分离　通过机械方法，将进入锅筒的汽水混合物分离，使饱和蒸汽达到一定干度的过程。汽水分离原理有：重力分离、离心力分离、惯性力分离及水膜分离等。锅筒内汽水分离过程可分为两个阶段。第一阶段是将蒸汽和水初步分开，消除汽水混合物动能，保持水面平稳，称为粗分离阶段。旋风分离器、挡板、水下孔板等属此类分离器。第二阶段是将汽流中的细小水滴分离出来，并将蒸汽均匀引出锅筒，称为细分离阶段。常采用顶部百叶窗、均汽孔板等。实现汽水分离的锅筒内部元件统称锅筒内部装置，典型的工作过程如下：来自各上升管的汽水混合物，首先进入设在锅筒内壁两侧的集汽箱，有几十个旋风分离器连接在箱上，进行粗分离；再经过装于锅筒上部的百叶窗分离装置和顶部的均汽孔板进行细分离，使饱和蒸汽达到一定的干度，再引入过热器。

（1）旋风分离器。主要靠离心力进行汽水分离的粗分离元件，由筒体和顶帽组成。筒体为厚 2～3mm 钢板卷制的圆筒，顶帽多为立式百叶窗。其分离效率很高，适用于汽水混合物进口速度较大、炉水浓度较高的情况。但旋风分离器阻力较大，按产生旋转运动的方法，旋风分离器可分为切向引入和轴向引入（涡轮式）两大类，其中切向引入式又分为立式和水平式布置两种（见图）。切向引入式（立式）分离器内高速汽水混合物在筒体上部沿切线方向进入筒体，产生旋转，消除动能。大部分水通过筒体导叶排出，保持水室平稳。小部分水沿筒体内壁旋转上升，通过溢水口溢出，蒸汽经过顶帽进入汽空间。中国广泛采用直径为 260、290、315mm 及 350mm 切向引入的立式旋风分离器。切向引入式（水平式）分离器的分离原理与立式相同，其特点是分离器筒体呈水平式布置。汽水混合物自下向上进入筒体经分离后的水滴由两处泄水口排入锅筒水空间，蒸汽由两端出口进入汽空间。这种分离器在中国高压及以上锅筒锅炉上也有采用。其主要优点是占用空间高度小，可充分利用锅筒容积或锅筒长度。涡轮式（又称轴向引入式）分离器内高速汽水混合物由内套筒底部轴向进入旋转叶片，产生旋转，水沿内筒壁旋转上升通过顶部环缝进入内外套筒夹层，由此流入水空间。蒸汽由中心部分上升经过顶帽进入汽空间。广泛采用内套筒直径为 216mm 及 254mm 两种。



旋风分离器

(a) 轴向引入式；(b) 切向引入式（立式）；(c) 切向引入式（水平式）

1—蒸汽出口；2—支撑板；3—汽水混合物入口；4—二次泄水口；5—一次泄水口；6—泄水

（2）顶部百叶窗。由许多波形板按一定间距组合而成。湿蒸汽在其间蜿蜒通过，小水滴由于惯性及水膜吸附作用被分离附着在板面形成水膜。它适用于蒸汽湿度较小的情况，常作细分离用。入口蒸汽速度应有一定的限制，速度过高会撕破水膜，影响分离效果。按布置方式分水平及立式两种。立式百叶窗疏水条件好，允许采用较高的蒸汽入口速度（比水平式高2.5～3 倍）。

（3）均汽孔板。在厚度为 3～4mm 的钢板上开有许多直径为 5mm 左右的小孔，置于锅筒顶部靠近饱和蒸汽引出管附近。依靠蒸汽流经小孔时的节流作用均匀锅筒汽空间负荷。蒸汽流经小孔的速度取为 6～12m/s。均汽孔板常与百叶窗配合使用，以获得更好的效果。

蒸汽清洗　是一种物质交换过程。蒸汽穿过清洁的给水层时，蒸汽中溶解的一部分盐转移到水中，是降低高压和超高压锅炉蒸汽选择性携带的有效措施，以求放宽对给水中含硅量的限制，简化水处理除硅过程。在中国和苏联得到广泛采用。世界上其他国家主要靠完善水处理设备，采用高质量的汽轮机凝汽器（不泄漏），通过提高和保持给水品质来保证蒸汽品质，很少采用蒸汽清洗。中国的亚临界压力锅炉也不再采用蒸汽清洗。

常用的清洗装置有雨淋式、水膜式及起泡穿层式三种。起泡穿层式效果最好，中国主要采用此种方式。起泡穿层式清洗装置有钟罩式和平孔板式两种，都有采用。

50MW 高压锅炉均用 100％给水作清洗水。清洗水占给水份额增大，则锅筒凝汽量增大，加重汽水分离装置工作负

荷，所以高压 100MW 及超高压 200MW 锅炉均采用 50%给水清洗。

进入清洗装置的蒸汽品质越好，清洗水越纯净，清洗后蒸汽品质亦越好，因此要求限制炉水浓度、提高汽水分离效率。

分段蒸发和排污　使大部分蒸汽从浓度较低的炉水中产生，而从浓度较高的炉水中引出排污水的一种净化蒸汽的措施。一般采用两段蒸发系统，当给水含盐量大于 100mg/L 时，也有采用三段蒸发系统的。给水全部送入第一段（净段），第一段的排污水作为第二段的给水。由盐平衡计算确定各段出力。锅水在各段中逐渐浓缩，以最末盐段炉水浓度为最高。

排出适量含有盐分最浓的炉水称为排污。可分为连续排污和定期排污。连续排污由锅筒水面下适当位置引出，以排出最浓的炉水。在循环系统较低点（下联箱或集中下降管底部）作定期排污，也可排除沉渣、铁锈等。

提高给水品质　在炉水浓度与蒸汽品质一定时，提高给水品质可降低排污率；当排污率一定时，提高给水品质可使蒸汽品质提高。但提高给水品质必须增加水处理的设备投资及运行费用。对于亚临界压力锅炉，现有的蒸汽净化手段已不能适应，只有通过提高给水品质来保证蒸汽品质。

推荐的锅筒内部装置　亚临界压力锅炉采用单段蒸发、旋风分离器、顶部百叶窗，不用蒸汽清洗。超高压锅炉采用单段蒸发、旋风分离器、顶部百叶窗、蒸汽清洗；如补给水品质好，汽轮机凝汽器无泄漏，可不用蒸汽清洗。高压锅炉采用单段蒸发、旋风分离器、顶部百叶窗、蒸汽清洗；若给水品质很差，可采用分段蒸发系统。中压锅炉采用旋风分离器，根据给水品质决定是否采用分段蒸发。

zhengqi ningjie huanre

蒸汽凝结换热　(steam condensation heat transfer)

蒸汽与低于其饱和温度的冷壁面接触液化的换热过程。根据凝结液对壁面润湿情况，蒸汽凝结换热可分为膜状凝结换热和珠状（滴状）凝结换热两种形式。凝结液对壁面的润湿能力是表面张力和凝结液对壁面附着力综合作用的结果。

膜状凝结换热　膜状凝结时，凝结液能很好地润湿壁面，呈连续液膜覆盖整个壁面。蒸汽与壁面被这层液膜隔开，只能在液膜表面凝结，释放出的汽化潜热以导热和对流的方式通过液膜传给壁面。因此，液膜的厚度、流速、物性以及流动状态（层流或湍流）都对换热系数有决定性影响，而流速、流态以及液膜厚度又与凝结液和蒸汽之间的密度差、液体的黏度、壁面几何条件以及蒸汽与壁面之间的温差等因素密切相关。1916 年，德国学者 E. K. W. 努塞尔（Ernst Kraft Wilhelm Nusselt，1882—1957）提出光滑液面的层流液膜的换热模型，并从理论上最先导得垂直壁面上层流膜状凝结换热计算式，即

$$\alpha=0.943\,3\times[\rho^2 g\lambda^3 r/l\mu(T_s-T_w)]^{1/4},\ \mathrm{W/(m^2\cdot K)}$$

式中 α 为平均换热系数，W/（m²·K）；r 为汽化潜热，J/kg；g 为重力加速度，m/s²；l 为壁高，m；T_s 和 T_w 分别为蒸汽和壁面的温度，K；ρ、μ 和 λ 分别为液体的密度、动力黏度和导热系数。

研究表明，当液膜为层流且液面光滑时，理论值与实验结果吻合良好，当液膜表面有波动时，实验得出的竖壁上的层流膜状凝结换热系数约比理论值高 20%。此时，可将上式中的系数由 0.943 3 改为 1.13 进行计算。壁面的几何形状、位置以及流态的不同，膜状凝结换热计算公式也不同，可从有关手册中查得。

由于凝结换热的主要热阻为凝结液膜的导热热阻，利用表面张力改变液膜厚度以增强换热是强化膜状凝结换热的主要途径。例如，低螺纹管比光管表面的凝结换热增强2～3倍。蒸汽中若混有不凝结气体（如火电厂凝汽器中漏入的空气），换热系数会明显降低。在一般凝结温差下，当蒸汽中的不凝结气体的体积含量为 0.5%时，换热系数会降低约 50%。

珠状凝结换热　此时凝结液不能润湿壁面而呈珠状，又称滴状凝结换热。根据实验测定，珠状凝结换热系数比膜状凝结换热系数高一个量级以上。例如，水蒸气在大气压下的珠状凝结换热系数约为 $4\times10^4\sim10^5$ W/（m²·K）；而膜状凝结约为 $6\times10^3\sim10^4$ W/（m²·K）。

zhengqi xitong chuixi

蒸汽系统吹洗　(scavenging of steam system)

利用蒸汽高速流动的动能来清除在制造、运输、存放、安装与运行过程中残留在受热面、蒸汽管道及其分支管道中的沙砾、铁屑、焊渣、氧化皮及腐蚀产物等各种杂质，防止机组运行中受热面堵塞爆管、汽轮机叶片冲击损伤、叶片断裂等重大事故发生。

吹洗范围　凡是流入汽轮机的蒸汽所经过的系统都要吹洗，包括过热器及主蒸汽管道、再热器及其冷段、热段蒸汽管道、旁路管道、汽动给水泵汽源管道、至除氧器汽源管道、辅助蒸汽、轴封蒸汽系统汽源管道、吹灰蒸汽汽源管道等。

吹洗方法　吹洗前将被吹洗系统中易磨损或影响流量的部件进行拆除或隔离，如拆除流量孔板、调节阀阀芯，断开进汽轮机处的管道，或将主汽阀芯取出加堵，再用临时排汽管将系统短接形成蒸汽吹管回路。

吹洗方法有稳压吹洗、降压吹洗和稳压与降压结合吹洗等。

(1) 稳压吹洗。即吹洗过程中压力、流量基本不变，适用于任何型式的锅炉，特别是超（超）临界压力直流锅炉。该方法吹洗动能大，可减少吹洗次数。

(2) 降压吹洗。即压力随吹洗过程而下降，流量达到临界值后也随吹洗过程而减少，适用于锅筒锅炉。该方法投入的燃料少，耗水量少，温度变化大，有利于氧化物剥落。

(3) 稳压与降压两种方式相结合的吹洗。为防止过热器中杂物吹到再热器中，一般采用两阶段吹洗，第一阶段吹过热器和主蒸汽管道，第二阶段过热器和再热器一起串吹。为节省燃料和工期，也可采用一、二次汽系统串吹的不分段吹洗法，需在再热器前加装集粒器，将一次汽系统的杂物阻挡后收集，以免带入二次汽系统中。

为提高吹洗效果，可在吹洗过程中加入一定量的氧气，有利于锈垢的脱落及保护膜的形成。吹洗过程中至少应有一次 8～12h 的停炉冷却，利用温差使金属锈垢自然剥落。

吹洗参数　主要是压力、流量和温度，其中过热器出口压力是起决定作用的参数。过热器出口压力以系统达到临界流量来确定，可由过热器出口压力推算出锅筒压力（直流炉为分离器压力），作为操作控制的依据。通常过热器出口压力为额定值的15%～25%；最大流量为额定值的50%～70%；蒸汽温度随燃烧率变化，且与吹洗方式有关，其范围较大，为额定值的60%～90%。被吹洗系统各处的吹洗系数均应大于1.0。吹洗期间，应根据吹洗实际参数及时校核吹洗系数，若不满足，应对吹洗压力（或流量）进行必要的调整，使各点吹洗系数达到要求。

吹洗质量标准　吹洗效果只有在汽轮机运行一段时间后揭缸检查才能确定。吹洗时判断标准是：①吹洗时蒸汽动量应大于额定参数时的蒸汽动量，即被吹洗系统任何一点的吹洗系数均应大于1。吹洗系数K=(吹洗流量)^2×被吹洗处的蒸汽比体积/[(额定负荷流量)^2×额定参数时蒸汽比体积]。②在保证吹洗系数大于1的前提下，用抛光的铜或铝质靶板（宽度等于临时排汽管内径的8%，长度等于排汽管内径）来检验汽流的清洁度。连续两次更换靶板检查，整块靶板面上没有直径大于0.8mm的斑痕，0.5～0.8mm（包括0.8mm）的斑痕不多于8点，0.2～0.5mm的斑痕均匀分布，0.2mm以下的斑痕不计。

临时系统敷设要点　包括：①临时管道管子内径应不小于上游被吹扫的永久管道的内径，临时管应尽量缩短长度，以减小系统阻力，提高吹洗系数；②临时系统不允许采用T型汇集三通，避免采用直角弯头，一般弯头曲率半径应不小于1.5倍直管段直径，以减少阻力及防止该区域流场严重偏斜引起剧烈振动的损坏；③靶板器应安装在临时排汽管道上，位置应尽量靠近永久管道排放末端，其直管段长度上游侧应不小于4～5倍管道直径，下游侧不小于2～3倍管道直径，保证靶板处流场均匀、稳定；④临时管道及部件的强度计算与材质选用，应按照该点蒸汽最高参数加上一定的安全裕度来考虑；⑤主蒸汽、再热蒸汽临时管路疏水需单独接出排放。

zhengqi xiedai

蒸汽携带

（steam carry-over）　锅筒锅炉在产汽过程中蒸汽携带杂质的现象。蒸汽携带包含蒸汽带水（机械携带）和蒸汽溶解杂质（溶解携带）引起的杂质携带。

机械携带　从锅筒送出的饱和蒸汽中夹带水滴的现象，通常用蒸汽带水量的百分数表示。饱和蒸汽的机械携带与锅筒压力有关，如图1所示。

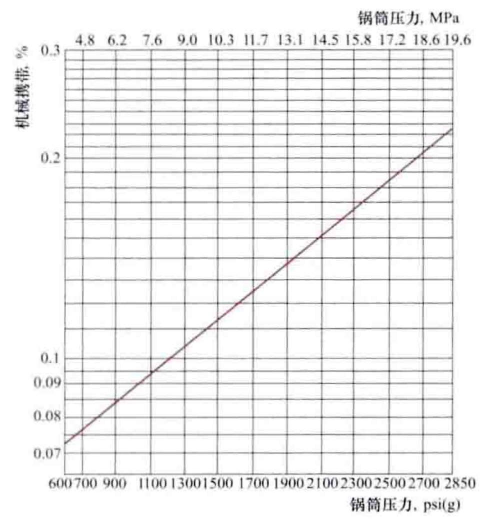


图1　饱和蒸汽的机械携带与锅筒压力的关系

在锅筒压力一定时，饱和蒸汽的带水量与锅炉的结构和锅筒内汽水分离装置的构型有关，也与负荷、水位变化和炉水水质（炉水中杂质浓度超出允许值，炉水出现泡沫层）的运行工况有关。由于影响蒸汽带水的因素较多，可以通过锅炉热化学试验查明有关影响因素。

溶解携带　蒸汽本身可以溶解杂质而产生的携带。蒸汽中溶解携带某物质的浓度与炉水中含有该物质的浓度之比称为该物质的溶解携带系数，以百分数表示。蒸汽溶解携带有两个特点：一是选择性，即各种杂质的携带系数有很大的差别；二是携带量与蒸汽的压力有直接关系，即溶解携带系数随压力提高而增大。如图2所示。该图适用于锅炉炉水含盐量较高的情况。在电厂用射线图来表示蒸汽携带和推导炉水极限值已有将近50年的历史。

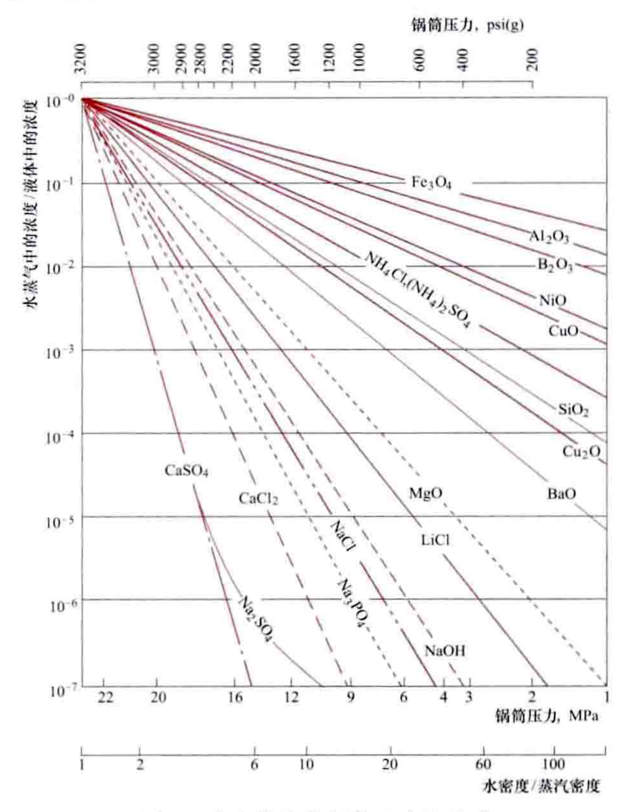


图2　蒸汽携带与锅筒压力的关系

影响及其防治　随着蒸汽做功膨胀，蒸汽的压力降低或比体积增加，蒸汽对杂质的溶解能力会迅速下降，有些杂质会析出并沉积在后续设备的不同部位，由此会加剧机组蒸汽通流部分潜在的金属腐蚀问题并降低机组效率，影响机组出力。

总之，蒸汽中的盐类杂质主要来源于炉水。中低压锅炉蒸汽携带决定于机械带水分的量，改善蒸汽品质的主要途径是提高汽水分离效率；高压以上锅炉除了降低蒸汽的机械携带外，还必须考虑改善给水品质、降低炉水含盐量等来保证蒸汽的品质。

zhengqi yanghua

蒸汽氧化

（steam oxidation）　火力发电厂高温部件，如过热器、再热器、蒸汽管道、汽轮机转子和叶片等，其蒸汽流通表面与高温蒸汽接触时发生的氧化现象。反应机

理为

$xM+yH_2O=M_xO_y+yH_2$（M 为 Fe、Cr、Ni、Si 等合金元素）

发生蒸汽氧化时会在金属表面形成氧化层，通常有两层以上的结构，外层一般以 Fe_3O_4 为主，靠近基体的内层为富 Cr、Ni 等元素的尖晶石结构。由于材料化学成分和运行条件不同，氧化层的形貌和结构会有所区别。一般铁素体耐热钢的氧化皮比较致密，而 18%Cr 的奥氏体耐热钢形成的氧化层孔隙率大，与基体结合力差。材料中的 Cr（有时还有 Al、Si）含量对蒸汽氧化的速率有很大影响，Cr 含量较高时，Cr 的择优氧化将在表面形成一层富 Cr 的氧化层，抑制氧化的进一步发展。在 18%Cr 的奥氏体耐热钢中，通过特定的热机械加工可获得细晶粒的组织，或者通过喷丸处理在材料表面形成一层变形层，晶界、亚晶界和位错密度的提高将促进氧化过程中 Cr 从基体向表面的短路扩散，形成富 Cr 的氧化层，降低蒸汽氧化的速率。

锅炉管内壁蒸汽氧化层的形成将降低管子的换热效率，使实际的金属壁温上升，从而降低管子的运行寿命；也使管子的实际壁厚减小，管子应力增加。

锅炉管氧化层达到一定厚度后，在机组起动、停机或者调峰运行过程中从基体表面剥落，可能造成管子堵塞，部分随蒸汽进入汽轮机还会造成汽轮机叶片和喷嘴的固体颗粒冲蚀。在蒸汽阀门的阀杆和阀座产生的蒸汽氧化会造成阀门的卡涩。

从热力学的角度而言，耐热钢与高温蒸汽接触时发生氧化是不可避免的，为了避免出现严重的蒸汽氧化现象，应该根据蒸汽的温度选择具有足够抗氧化能力的材料。

由于蒸汽氧化层的厚度与材料的化学成分、运行的温度和时间有关，对特定的材料，通过测量氧化层的厚度可以估算出实际的金属壁温，为部件的寿命评估提供依据。

zhengbu gonglü

整步功率

（synchronizing power） 在恒定励磁、恒定频率和恒定电网电压下于某一功角对称运行时，汽轮发电机电磁功率微小增量与对应的功角微小增量之比值。它是比整步功率的简称，实际上也就是功角特性在某一功角处的斜率。对于带对称负载的汽轮发电机，静态功角特性大致呈正弦函数曲线状（见汽轮发电机特性曲线）。整步功率为

$$\frac{dP_{em}}{d\theta}=\frac{mE_0U}{x_d}\cos\theta$$

式中 θ 为功角；P_{em} 为电磁功率；m 为相数；E_0 为每相感应电动势；U 为每相电枢电压；x_d 为直轴同步电抗。

整步功率大，表示发电机保持同步运行的能力强。若整步功率小于零，则当功角偶尔偏离该工作点而增大时，电磁功率及相应的电磁转矩反而减小，发电机的转速及功角将继续增加而更偏离原来的工作点，发电机即不能在该工作点上稳定运行。

汽轮发电机在大电网上静态运行时，功角在 0°～90°范围内，整步功率为正，属静态稳定运行区。功角等于 90°时，电磁功率达最大值，整步功率则等于零，达静态稳定极限。

在同样的输入功率及电网电压下，减小发电机的同步电抗或增加发电机的励磁，均可增大整步功率，从而可提高发电机工作的稳定性。

zhengtao qidong shiyunxing

整套起动试运行

（commissioning and trial operation of complete unit） 从锅炉、汽轮机、发电机等主、辅机设备及系统第一次联合起动开始，到完成满负荷试运行移交生产为止。分为空负荷试运、带负荷试运和满负荷试运三个阶段。

空负荷试运阶段 主要工作：①系统及设备投用：循环水、闭式水、开式水系统投运，辅汽系统投运，凝结水补水、凝结水系统起动，除氧器上水、加热；给水系统起动，锅炉上水，建立水循环，进行冷态清洗至水质合格；汽轮机氢油水系统投运，投盘车和轴封，建立真空，氢冷机组进行氢气置换；锅炉烟风系统投运，炉膛吹扫，燃油泄漏试验。②锅炉点火：点火能量达到后起动制粉系统，按起动曲线进行升温、升压，投入汽轮机旁路系统。③系统热态冲洗，空冷岛冲洗（对于空冷机组），按起动曲线进行汽轮机起动。④完成汽轮机空负荷试验：机组并网前，完成汽轮机 OPC 试验和电超速保护通道试验并投入保护。⑤完成电气并网前试验，包括永磁机电压及相序的测量、短路试验、开路试验、发电机空载试验、灭磁时间常数测录、发电机空载励磁调节器试验、同期装置试验及假同期试验等。⑥完成机组并网试验，带初负荷和暖机负荷运行，达到汽轮机制造厂商要求的暖机参数和暖机时间。⑦暖机结束后，发电机与电网解列，立即完成汽轮机阀门严密性试验和机械超速试验；完成汽轮机维持真空工况下的惰走试验。⑧完成锅炉蒸汽严密性试验和膨胀系统检查、锅炉安全阀校验（对超临界及以上参数的机组，主蒸汽系统安全阀校验在带负荷阶段完成）和本体吹灰系统安全阀校验。⑨对于燃气-蒸汽联合循环机组，空负荷试运一般包括机组起动装置投运试验，燃气轮机首次点火和燃烧调整，机组轴系振动监测，并网前的电气试验，以及余热锅炉和主蒸汽管道的吹管等。

带负荷试运阶段 主要工作：①机组分阶段带负荷直到带满负荷。②完成规定的调试项目和电网要求的涉网特殊试验项目，包括厂用电切换试验、蒸汽洗硅、凝结水处理热态调整试验、高压加热器和低压加热器汽侧冲洗及投用、制粉系统投用和燃烧调整试验、电除尘投用及热态调整、空气预热器间隙调整装置热态调试、吹灰器热态调试、减温水系统热态调试和投用、单侧风机试验、断油试验、汽动给水泵投用及汽源切换、电动给水泵备用试验、主要辅机最大出力试验、汽轮机真空严密性试验、汽轮机振动监测试验、发电机漏氢试验、汽轮机 ATT 试验、高压加热器切除试验、励磁调节试验、PSS 试验、进相试验、协调投运试验、变负荷试验、AGC 试验、一次调频试验等。③按要求进行机组甩负荷试验，测取相关参数。④在条件许可的情况下，宜完成机组性能试验项目中的锅炉最低负荷稳燃试验、机组最大出力试验、脱硫效率试验、脱硝效率试验、机组快速减负荷（RB）试验等。⑤对于燃气-蒸汽联合循环机组，带负荷试运一般包括燃气轮机燃烧调整、发电机假同期试验、发电机并网试验、低压主蒸汽切换试验、机组超速保护试验、余热锅炉安全阀校验等规定的调试项目和电网要求的涉网特殊试验项目。

满负荷试运阶段　同时满足下列条件，才能进入满负荷试运：①发电机保持铭牌额定功率值。②燃煤锅炉已断油，具有等离子点火装置的等离子装置已断弧。③低压加热器、除氧器、高压加热器已投运。④静电除尘器、锅炉吹灰系统、脱硫系统、脱硝系统已投运。⑤凝结水处理系统已投运，汽水品质已合格。⑥热控保护投入率为100%，热控自动装置投入率不小于95%，热控协调控制系统已投入，且调节品质基本达到设计要求。⑦电气保护投入率为100%，电气自动装置投入率为100%。⑧满负荷试运进入条件已经各方检查确认签证、总指挥批准，连续满负荷试运已报请调度部门同意。

同时满足下列条件，即可以宣布机组满负荷试运结束：①机组保持连续运行。容量为300MW及以上的机组，应连续完成168h满负荷试运行；容量为300MW以下的机组一般分72h和24h两个阶段进行，连续完成72h满负荷试运行后，停机进行全面的检查和消缺，消缺完成后再开机，连续完成24h满负荷试运行，如无必须停机消除的缺陷，也可连续运行96h。②机组满负荷试运期的平均负荷率应不小于90%额定负荷。③热控保护投入率为100%，热控自动装置投入率不小于95%，热控协调控制系统投入，且调节品质基本达到设计要求。④电气保护投入率为100%；电气自动装置投入率为100%。⑤汽水品质合格。⑥机组各系统均已全部试运，并能满足机组连续稳定运行的要求，机组整套启动试运调试质量验收签证已完成。⑦经多方检查确认已达到满负荷试运结束的条件，并履行各参建单位签证、总指挥批准手续。机组满负荷试运行完成后移交生产单位进行运行。

zhengti meiqihua lianhe xunhuan

整体煤气化联合循环　(integrated gasification combined cycle，IGCC)　把煤气化技术和燃气-蒸汽联合循环发电技术集成的一种洁净煤发电技术。在IGCC系统中，煤经过气化产生合成气（煤气），经净化处理的煤气燃烧后驱动燃气轮机发电，燃气轮机的高温排气用来在余热锅炉中产生蒸汽，驱动汽轮机带动汽轮发电机发电。这种发电系统多采用煤炭作为燃料，也可采用石油焦、重渣油、沥青和生物质等作为燃料。

发展简史　IGCC是20世纪70年代西方国家在石油危机时期开始研究和发展的一种技术。世界上第一个工业规模的IGCC机组于1972年在德国克尔曼（KDV）电厂内建成的，容量为170MW，采用鲁奇（Lurgi）固定床气化工艺，西门子（Siemens）公司的V93型燃气轮机，组成增压锅炉型联合循环。该机组完成预定试验后于20世纪70年代末停运。

世界上第一台完整地进行工业性试验研究的IGCC机组于1984年在美国加利福尼亚州冷水（Cool Water）电厂建成。该机组采用德士古（Texaco）气流床气化工艺和GE公司7E型燃气轮机，组成余热锅炉型联合循环，机组净功率为93MW。1984年至1989年对4种煤种进行了一系列试验研究，证明了IGCC发电工艺的可行性。尤其是污染物排放很少，被誉为当时“世界上最清洁的燃煤电站”。但由于该机组的目的仅为了验证IGCC发电工艺，机组效率不高（31.2%，HHV）且投资较大（单位造价2828美元/kW）。在冷水电厂的试运过程中，美国在路易斯安那州（Louisiana）的陶氏（DOW）化工厂也建设了一台IGCC示范机组（LGTI），它采用德士泰（Destec）气流床气化工艺，气化炉的耗煤量为2200t/d。燃气轮机的当量功率为160MW。该机组从1984年4月投运，至1994年3月停运，累计运行了33637h，它是当时世界上运行时间最长的IGCC机组。

20世纪90年代，世界上先后建成了4台大容量（200MW以上）IGCC机组，见下表。

20世纪90年代建成的有代表性的IGCC机组

国　家	荷兰	美国		西班牙
电　厂	比赫讷姆	沃巴什河	坦帕	普埃托拉诺
投运时间	1994	1995	1996	1997
净功率（MW）	253	265	250	300
净效率（%，LHV）	43	40	42	45
气化炉型	Shell	德士泰	德士古	普瑞佛罗
气化炉容量（t/d）	2000	2500	2000	2640
气化炉台数	1	2 （1开1备）	1	1
燃机型号	V94.2	GE-7FA	GE-7FA	V94.3
燃机功率（MW）	156	198	192	190
煤气净化方式	湿法	干法除尘 湿法脱硫	湿法+10% 干法示范	干湿法除尘 湿法脱硫
汽轮机功率（MW）	128	104	121	145

这4台机组分别采用了4种不同的气流床气化工艺，在煤气净化工艺和整体化程度等方面也有区别。这4台示范机组的成功运行已为IGCC技术的发展提供了宝贵的经验。此外，在意大利等国的石油化工企业也建成了几台IGCC机组，生产电力和氢气。

日本建成一座250MW的纳科索（Nakoso）空气气化IGCC示范电厂（见日本空气气化IGCC示范电厂）。气化炉采用日本自行研发的1700t/d两段式空气气化炉，采用一台经过改造的M701DA燃气轮机、一台余热锅炉、一台汽轮机和发电机。该示范电厂的毛功率为250MW，净功率为220MW，净效率为42%（LHV），厂用电率为12%。大部分厂用电用于气化系统的设备和一台小型空分设备。从2007年9月开始，按预定计划成功地进行了一系列示范试验。

中国自主设计建成了250MW的华能天津IGCC电厂，采用具有自主知识产权的2000t/d两段式干法给料气流床氧气气化的气化炉，西门子公司SGT2000E型燃气轮机，三压再热蒸汽系统，低压独立空分装置，MDEA煤气脱硫系统。电站技术经济指标为：供电功率大于200MW，供电效率大于41%（LHV）。污染物排放设计指标为：SO_2小于1.4mg/m^3（16% O_2标准状态下），NO_x小于52mg/m^3（16%O_2标准状态下），粉尘小于1.0mg/m^3（标准状态下）。该电厂已于2012年投运。

据麻州新兴能源研究公司（Emerging Energy Research）的统计，全世界已经运行的IGCC电站有59座，已经宣布

或正在规划中的 IGCC 项目 50 多个。

工作原理 典型的 IGCC 工艺流程如图 1 所示，煤经过处理后送入气化炉。气化过程所需的氧气来自空分设备。出气化炉的粗煤气显热被回收利用以产生蒸汽（蒸汽送入余热锅炉中去过热），然后粗煤气通过除尘、脱硫等净化处理后进入燃气轮机燃烧室，燃烧产生的高温燃气驱动燃气透平发电；燃气透平排气的热能在余热锅炉中被回收，将给水加热成为蒸汽，用以驱动汽轮机。此外系统还包括硫回收设备、灰渣系统和废水处理设备等。

工艺系统组成 IGCC 的工艺系统包括煤气化系统、煤气净化系统、燃气轮机、余热锅炉和汽轮机、空分系统和 IGCC 热力系统等。

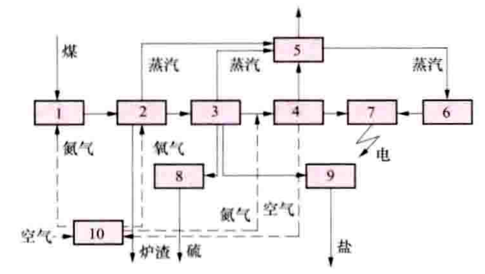


图 1 IGCC 的工艺流程示意图

1—煤制备输送；2—煤气化炉；3—粗煤气冷却及净化；4—燃气轮机；5—余热锅炉；6—汽轮机；7—发电机；8—硫回收；9—废水处理；10—空分设备

煤气化系统 气化炉是煤与气化剂在其中发生化学反应以生产煤气的设备，它是 IGCC 的主要设备之一。根据气化介质不同可以将气化工艺分为两类：氧气气化和空气气化。根据气化过程中气流的流动形式，通常可以将气化工艺分为三类：固定床（或称移动床）气化、流化床气化和气流床气化。此外，还有熔融床（或称熔盐床）气化工艺等。（见煤气化工艺）

在大容量 IGCC 机组中普遍采用气流床气化炉。气流床气化炉可分为水煤浆进料气化炉和干粉进料气化炉。德士古和德士泰炉是水煤浆进料；Prenflo、Shell 和 GSP 炉是干粉进料。干粉进料气化炉的煤中水分含量小，使粗煤气中水蒸气含量较低，有利于提高气化炉的冷煤气效率。一般来说，用干粉进料气化炉组成的 IGCC 方案的净热效率比用水煤浆气化炉组成的 IGCC 方案高出 1～2 个百分点。

气化炉出口的粗煤气温度一般都在 1000℃ 以上，应对粗煤气的显热合理回收利用。按显热回收程度不同，可分为：①全热回收系统。用辐射冷却器和对流冷却器将余热锅炉来的饱和水加热成为蒸汽供给联合循环系统。②激冷系统。即向气化炉底部喷水以降低粗煤气温度，从而取消气化炉出口的辐射冷却器和对流冷却器。激冷式 IGCC 的投资费用会减小，但 IGCC 的效率也相应降低。高效激冷式 IGCC 通过煤气透平回收煤气的压力能，可以使 IGCC 效率降低的程度得到缓解。

煤气净化系统 煤气净化的目的是除去粗煤气中的粉尘、H_2S、COS（羰基硫）、NH_3、HCl、Hg 及碱金属等污染物，以满足燃气轮机和环保要求。按净化过程煤气温度分为低温净化（250℃以下）和高温净化（400～600℃）。（见煤气净化工艺）

煤气低温净化包括煤气低温除尘和煤气低温脱硫，碱金属等杂质一般在低温除尘及脱硫过程中同时被除去。一般的煤气低温除尘工艺包括一级旋风除尘器和一级湿法除尘器。旋风除尘器可以将煤气中 99% 的粉尘分离出去，然后在下游的湿法除尘器中较细的粉尘颗粒被分离出去。湿法除尘设备包括文丘里管、泡沫塔和湍球塔等。

煤气低温脱硫分为干法脱硫和湿法脱硫两大类。低温（或常温）湿法脱硫可以分为物理吸收法、化学吸收法和氧化法三类。用于 IGCC 示范的湿法脱硫工艺有三种，即聚乙二醇二甲醚法（Selexol 物理吸收法，吸收剂为聚乙二醇二甲醚）、甲基二乙醇胺法（MDEA 化学吸收法，吸收剂为甲基二乙醇胺）以及环丁砜法（Sulfinol 物理化学吸收法，吸收剂为环丁砜和烷基醇胺的混合液）。煤气低温干法脱硫技术尚未得到工程应用。煤气脱硫后再采用硫回收工艺，可得到元素硫或硫酸。

煤气高温净化是将粗煤气在较高的温度下除尘和脱硫，从而有效地降低了煤气净化过程的显热损失。与煤气低温净化技术相比，它能使 IGCC 的净效率提高 0.7～2.0 个百分点。煤气高温净化技术尚属于研究开发阶段，离商业化应用还有一定的距离。

燃气轮机 燃气轮机是 IGCC 的核心关键设备之一。在进行 IGCC 方案设计时，必须首先进行燃气轮机选型并确定其工况点，在此基础上才能对 IGCC 的煤气化、煤气净化系统、空分设备以及蒸汽系统进行设计。

在 IGCC 中燃气轮机的燃料是合成煤气，其热值比天然气的热值低得多，致使进入燃气轮机燃烧室的燃料流量增加很多，因此燃气轮机的热力参数和工况点将发生变化（与烧天然气时的工况点不同）。为了适应燃气轮机工况点的变化，有时需要关小压气机的进口可转导叶，必要时需对燃气轮机的部件进行改造。同时由于合成气在同等条件下的流量比天然气大得多，又有一定的毒性，因此对于燃料系统等需要进行相应的改造。除采用先进的燃烧器外，主要采取两种方法控制 IGCC 的 NO_x 排放量。一种方法是对合成煤气进行加湿饱和，即在燃烧室的上游设置饱和器，通过向其中喷射一定量的水，使煤气中的水蒸气含量达到饱和。另一种方法是氮气回注即把空分设备中分离得到的氮气增压后供向燃气轮机燃烧室。有时这两种方法被同时采用。对合成煤气饱和与氮气回注的目的都是为了把燃气轮机燃烧室的燃烧温度控制在一定温度以下，以减少热力型 NO_x 的生成量。（见燃气轮机改烧低热值煤气）

余热锅炉和汽轮机 余热锅炉是回收燃气轮机的排气余热，以产生驱动汽轮机所需蒸汽的换热设备。在 IGCC 中煤气的显热回收也产生部分高压或中压饱和蒸汽，这些蒸汽被送入余热锅炉的蒸汽系统。因此 IGCC 的余热锅炉不同于一般的余热锅炉，在设计时要对受热面进行适当调整，即高压蒸发受热面相对减小，高压过热器和省煤器受热面相对增大；设计中考虑的另一个问题是燃料切换问题，当机组燃用天然气时，省煤器和蒸汽过热器的工质流量下降幅度较大，使工质在这两个受热面的温升增大，应采取措施限制过热器超温和省煤器沸腾。

按蒸汽压力等级和是否再热，余热锅炉可以分为单压、双压、三压，以及双压再热、三压再热共五种。按水循环方式余热锅炉可以分为自然循环和控制循环两种。一般自然循环余热锅炉设计成卧式结构，控制循环余热锅炉设计成立式结构。

在 IGCC 中使用的汽轮机与常规的汽轮机是相类似的，但也有自己的特点：①回热系统很简单，甚至没有回热抽汽；②由于低压力等级蒸汽的回注，IGCC 汽轮机是多压补汽汽轮机，其排向凝汽器的蒸汽流量一般比主蒸汽流量大；③汽轮机采用滑压运行方式，而不采用调节级；④为了满足快速起动的要求，在汽轮机的结构上采取了相应的措施；⑤汽轮机的容量和参数由余热锅炉的热力计算和 IGCC 系统的总体匹配来决定，不是标准件设备。

空分系统　采用氧气气化的 IGCC 一般都设置专门的空气分离（简称空分）设备。现有 IGCC 电厂的空分设备都采用传统的低温分离技术，基本原理是用人工制冷方法将空气冷却成液态，然后通过精馏工艺把液态空气分离成氧气和氮气。IGCC 空分设备的主要产品是高纯度的氧气，以向煤气化炉提供气化剂；同时还生产少量的高纯度氮气，用来进行煤粉输送、充气和吹扫之用。

在 IGCC 中空分系统可分为独立空分、完全整体化空分和部分整体化空分系统三种。独立空分系统的空分设备所需的压缩空气，完全由一台专门设置的空气压缩机供给，空气从大气环境中抽取；完全整体化空分系统的空分设备所需的压缩空气，完全从燃气轮机的压气机出口抽取；部分整体化空分系统的空分设备所需的压缩空气，则一部分由专门设置的空气压缩机供给，另一部分从燃气轮机的压气机中抽取。根据不同的方案设计要求，空分设备所得的非纯净氮气可部分或全部回注燃气轮机燃烧室。

IGCC 热力系统　IGCC 系统十分复杂，各子系统之间存在着热量和工质交换。煤气化所用蒸汽来自余热锅炉的汽水系统；采用非独立空分方式时，分离出的氮气可以部分或全部回注燃气轮机的燃烧室；煤气显热回收系统把来自余热锅炉的给水加热成饱和蒸汽等。因此“整体化”是 IGCC 热力系统的显著特点。

IGCC 的整体化概念表示 IGCC 中有关部件和系统联系的紧密程度，主要可分为气侧整体化和汽水侧整体化。气侧整体化包括：①空分系统的整体化，整体化空分系统的整体化程度最高（100%），独立空分系统的整体化程度最低（0%）；②氮气用于煤粉的输送及燃气轮机入口煤气的稀释，或直接送入燃烧室做冷却剂。汽水侧整体化则意味着气化炉和煤气冷却器，以及煤气净化装置的汽水系统与联合循环的汽水系统有机地结合在一起。

技术特性　由于将气化技术和联合循环技术有机地结合起来，IGCC 具有优异的环保性能和热力性能（高效、节水），适合用于煤基多联产、IG-FC 等先进系统，并适合用于直接从合成气脱除 CO_2。但 IGCC 系统复杂、单位造价高、运行操作复杂。

热力性能　以天然气为燃料的联合循环机组的净热效率可达到 60%（采用 H 型燃气轮机）。IGCC 是以煤气代替天然气的余热锅炉型联合循环机组，煤在气化和煤气净化过程中存在一定的热损失，而且厂用电率较高，因而使 IGCC 的热效率低于烧天然气联合循环的热效率。但是随着煤气化工艺、煤气净化工艺的改进和 IGCC 整体技术的提高，热损失和厂用电率都会逐渐减小。采用 GE 公司 9H 型燃气轮机、并经过优化设计的 IGCC 方案的净效率预期可以达到 51%。IGCC 的热力性能主要依赖于燃气轮机技术的发展，而燃气轮机的初温和效率提高很快（平均每年提高约 10℃），所以 IGCC 的节能潜力很大。由于采用联合循环，IGCC 机组的耗水量比常规蒸汽发电机组少 30%～50%，这对许多缺水地区有利，也适合于矿区建设坑口电站。

环保性能　IGCC 对污染物的处理是在高压力、高浓度、小流量的煤气中进行的，所以净化效果好，而且处理费用低。而其他燃煤发电技术［如增压流化床联合循环（PFBC-CC）发电和常规燃煤发电（PC）］是对大流量、低浓度污染物的烟气进行处理。IGCC 的粉尘排放浓度可以达到 $1mg/m^3$（标准状态下）的水平，脱硫率可达到 98%～99%或更高，并且能获得可出售的副产品元素硫或硫酸。气化过程处于还原性气氛中，不会产生热力型 NO_x。在燃气轮机中燃用合成气，可采用氮气回注、煤气饱和、低 NO_x 燃烧器等低 NO_x 燃烧技术，降低燃气轮机燃烧室火焰温度，NO_x 的排放浓度可以达到很低的数值（如体积分数在 20×10^{-6} 以下）。但采用低 NO_x 燃烧技术降低 NO_x 的排放需要消耗一定的能量，在对 NO_x 的排放浓度要求更高的情况下，可能需要同时采用 SCR 烟气脱硝技术。IGCC（气流床）的灰渣为无浸出、无毒害、可利用的熔渣。Hg 等重金属元素的排放浓度很低。图 2 所示为 IGCC、PC、PFBC 等发电技术的污染物排放量与 NSPS 标准的比较，它反映出 IGCC 技术具有很好的环保性能。

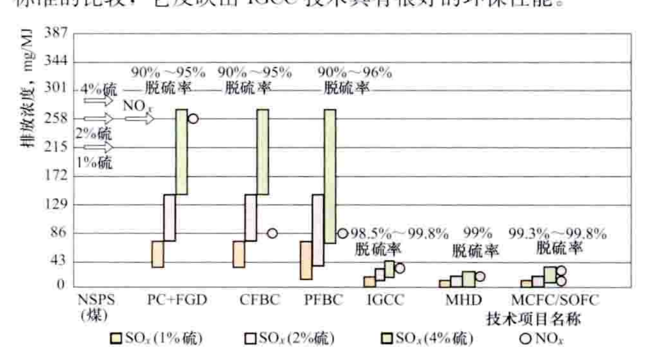


图 2　IGCC、PC、PFBC 等发电技术的污染物排放量与 NSPS 标准的比较

FGD—烟气脱硫；CFBC—循环流化床燃烧；PFBC—增压流化床燃烧；MHD—磁流体发电；SOFC—固体氧化物燃料电池；MCFC—熔融碳酸盐燃料电池

与其他系统的耦合性能　IGCC 采用气化工艺生产合成气，而气化技术也是煤化工的先导技术，因此很容易将 IGCC 发电系统延伸到煤基多联产系统，生产电能、化工原料、化工产品及高热值燃料。IGCC 也可以和燃料电池一起组成整体煤气化燃料电池联合循环（IGFC-CC）。对于合成气，如进一步采用水煤气变换反应，可以分离出 H_2 和 CO_2，是一种有吸引力的捕集 CO_2 的技术。

展望　IGCC 由于其优异的环保性能、热力性能（效率高、节水等），不仅适合用于单纯发电，也可与煤化工联产、与燃料电池耦合组成联合循环系统（IGFC-CC）等先进动力系统，还可与 CO_2 捕集、利用和封存集成，是一种更新换代的洁净煤发电技术。IGCC 发展的主要方向是：①提高 IGCC 分系统和设备的水平，主要包括：发展和采用先进的气化工艺、煤气净化工艺；采用更先进的燃气轮机（如 H 型），提高机组的容量和效率等。比较长远的发展方向是：煤气高温净化技术、膜分离等先进的制氧空分技术等。②提

高IGCC电站的整体性能（含可靠性、可用性和运行的灵活性），主要包括优化集成技术、电站设计技术、运行和维修技术等。③发展以煤气化为基础的多联产技术，以及IGFC-CC等先进动力循环。④从合成气中分离CO_2技术，带有碳捕集的IGCC将成为一个重要的发展方向。⑤积极而又稳妥地推进IGCC的商业化进程，进一步降低IGCC电站的单位造价和发电成本。

参考书目

焦树建．整体煤气化燃气-蒸汽联合循环（IGCC）．北京：中国电力出版社，1996.

zhicheng fangshi

支承方式

（type of supports） 为防止动、静部分碰磨而设置的轴承座与内外汽缸、隔板和隔板套，转子与轴承座等部件的支承结构类型。

汽缸支承方式 一般采用中分面支承和非中分面支承两种方式。高中压缸前后均借助于两侧伸出的猫爪支承在轴承座上，上猫爪结构属于中分面支承方式（见图1），下猫爪结构有中分面支承与非中分面支承两种形式（见图2）。显然，中分面支承方式优于非中分面方式，在运行中有利于汽缸中心线始终保持一致。

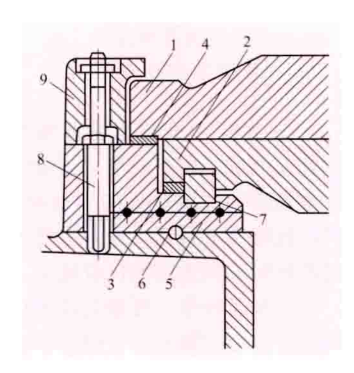


图1 上缸猫爪中分面支承

1—上缸猫爪；2—下缸猫爪；3—安装垫铁；4—工作垫铁；5—水冷垫铁；6—定位销；7—定位键；8—紧固螺栓；9—压块

汽轮机的低压缸由于温度低，尺寸大和重量大，一般不采用猫爪结构，而采用将下缸伸出的支承面直接支承在基础台板上。如350MW汽轮机组低压缸由两侧各5块基础台板直接支承。低压缸的支承面一般比汽缸中分面低，低负荷时汽缸过热会使转子与汽缸的同心度发生变化（见图3）。

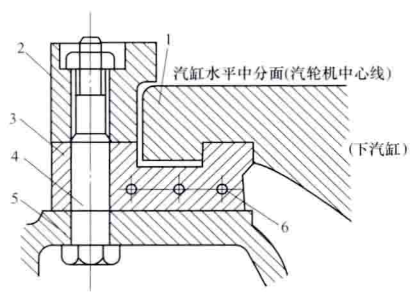


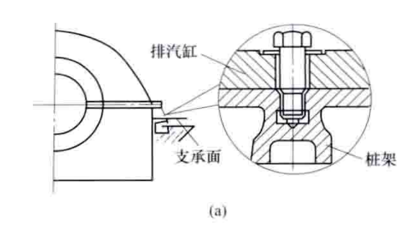
图2 下缸猫爪支承

1—猫爪；2—压块；3—支承块；4—紧固螺栓；5—油承座；6—水冷却孔

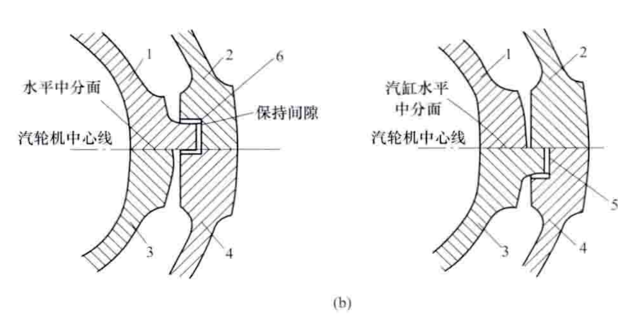
高、中压内缸的支承方式亦有中分面支承与非中分面支承两种方式。中分面支承可保证汽缸与转子的同心。

高、中压内缸均在进汽管中心线上设置两侧搭爪，并放在外缸加工出的槽内。内缸相对于外缸的死点即在此中心线与汽缸中心线交点处。排汽端搭爪可自由膨胀，仅放在槽内起导向作用。高、中压内缸下缸搭爪非中分面支承方式（见图4），便于安装调试。

隔板、隔板套及喷嘴室的支承定位，其支承面选择在水平中分面或接近水平中分面处。支承面处设调整垫片便于调整中心，确保机组运行时转子与静子中心线一致，维持允许的动、静部件间隙值。



(a)



(b)

图3 低压缸支承

(a) 低压外缸支承；(b) 内缸在外缸中的支承

1—内缸上半；2—外缸上半；3—内缸下半；4—外缸下半；5—支承垫片；6—垫块

轴承支承方式 高中压缸的轴承采用落地式。直接安装在基础台板上。两者之间设置纵销与角销以及滑动面，使轴承座在汽缸推动下在台板上自由移动，在角销的作用下，不致翘起翻转。

为了缩短转子长度，减少轴承跨距并保持汽缸、转子的对中，低压缸的轴承座设置在低压缸的排汽缸上，但亦有采用落地式的。

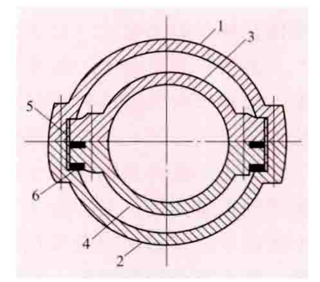


图4 高中压内缸支持方式

1—外上缸；2—外下缸；3—内上缸；4—内下缸；5—工作垫片；6—安装垫片

zhichi zhoucheng

支持轴承

（journal bearing） 支承转子轴颈，减少其转动摩擦阻力的部件。汽轮机中讲到轴承不加说明时专指支持轴承。它承受转子重量（静载荷）和旋转时的不平衡力（动载荷），并使轴心运动轨迹稳定，保证转子的径向位置。汽轮机的支持轴承均用滑动轴承，内表面基本成圆筒形，分上下两半，内衬轴承合金，称为轴瓦，采用压力油润滑。润滑油使用汽轮机油，在轴承中它可在轴颈下形成稳定的油膜，除起润滑作用外，还起到冷却作用，将摩擦产生的热量带走，使轴颈与轴瓦温度不致过高。

工作原理 如图1（a）所示，由于轴承内径略大于轴颈，轴颈与轴瓦之间形成楔形空间。将具有一定压力的润滑油送入其间，因润滑油的黏性和不可压缩性，高速旋转的轴颈将润滑油从楔形间隙的宽口带入窄口，挤压形成油膜，称为油楔，产生的油膜压力可将轴颈抬起，油膜将轴承与轴颈隔开，形成液体摩擦。油膜压力随轴颈表面线速度的提高而增大，轴颈也浮得越高。沿轴承径向的油膜压力分布见图1（b），沿轴向的压力分布见图1（c）。轴颈中心随转速升高

而变化的轨迹示于图 1（b）中。

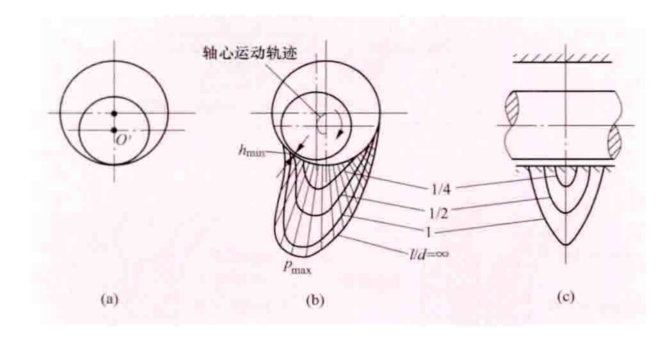


图 1 轴承中液体摩擦的建立

（a）轴在轴承中构成楔形间隙；（b）轴心运动轨迹及油楔中的压力分布（周向）；（c）油楔中的压力分布（轴向）

向轴承供油的油压为70～120kPa，温度为 35～45℃，由轴承流出的油温正常为55～65℃，最大不应超过 70℃。回油经过冷却器降低到正常温度，经过滤后重新进入供油系统。

结构和类型 汽轮机轴承按其支承方式和轴承体外形，可分为圆筒形固定轴承和球形自位轴承两种。根据轴承乌金内圆形状，可分为圆柱形轴承、椭圆形轴承、三油楔轴承、可倾瓦轴承和油囊式（袋式）轴承等数种类型。

圆筒形固定轴承　轴承体与轴承座配合的外表面为圆筒形，轴承体由铸铁或铸钢制成，分为上下两半，由螺栓及定位销紧固在一起，用四个调整块在轴承座中定位，下半轴承三块调整垫铁提供调整转子位置和找中心用，上面一块垫铁提供轴承紧力用，紧力值为 0.05～0.15mm。轴承体内圆面上浇以乌金（锡锑合金或巴氏合金），其质地较软且熔点较低，可以防止轴颈磨损。在轴承下半部侧面开有进油孔，并装有节制流量的节流孔板，调整节流孔直径可改变进油量，使进油和回油温差不超过 10～15℃。在上半部轴承乌金表面上开有环形槽道，以利润滑油循环。

自位轴承　轴承体外表面为球形，安装在轴承座球形洼窝内。当轴颈倾斜度改变时，轴承体可随之调整，使轴承乌金面和轴颈面保持平行。其他结构与圆筒形固定轴承相同。

圆柱形轴承　适用于小机组，其乌金内圆横截面为圆形，乌金面与轴颈面之间的上部间隙为两侧的二倍，上部间隙可在轴颈的 0.0015～0.0035 倍间选取。

椭圆形轴承　为了提高轴承的稳定性，大机组多采用椭圆形轴承，其内圆为椭圆形，以缩小上部间隙，一般取上部间隙为轴颈的 0.0012～0.002 倍，每侧间隙为轴颈的 0.001～0.002 倍或与上部间隙相等（见图 2）。椭圆轴承加大了两侧间隙，上下瓦都能形成油楔，有利于形成液态摩擦，增大承载能力和稳定性，并使油流量增多，加强了对轴颈的冷却作用，图 3 所示为椭圆轴承油膜压力分布图。

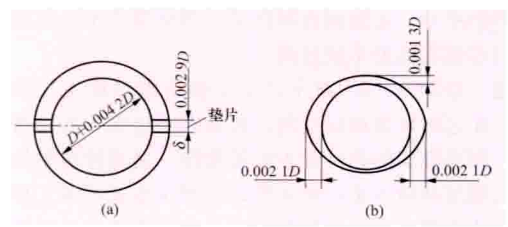


图 2 椭圆轴承示意图

（a）加工；（b）安装时顶隙小于侧隙

三油楔轴承　在上半部轴承有两个固定油楔，下半轴承有一个固定油楔，轴颈在轴承内旋转时带动油在三个油楔中产生三个压力区（见图 4 和图 5），下部主油楔的压力起承受载荷作用，上部两个油楔产生的压力使轴运转稳定。另外为了不使三油楔轴承在中分面处将油楔切断，轴瓦中分面必须与水平面成 35°角度，这给安装带来不便。

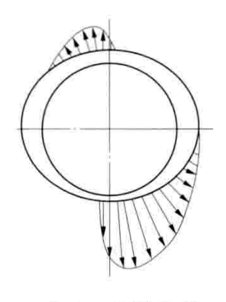


图 3 椭圆轴承油膜压力分布

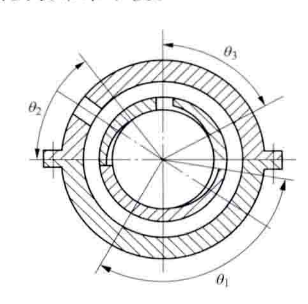


图 4 三油楔轴承示意图

20 世纪 70 年代末中国制造的 125、200MW 和 300MW 汽轮发电机组广泛应用三油楔轴承。但实际运行中由于转轴发生偏移，造成对称的三油楔深度不对称，使轴承承载不同，抗振性不对称，致使运行不稳定。实践证明三油楔轴承对高速轻载轴承油膜比较稳定。

可倾瓦轴承　可倾瓦轴承也称密切尔式径向轴承或称自动调节中心式轴承。可倾瓦轴承由三块、四块、六块……甚至十二块带支持点支撑的能自动调整油楔的弧形瓦块组成（见图 6）。在油膜的动压力作用下，每个瓦块在支持点上可以单独自动地调整位置以适应转速、轴承负荷和油温的变化。可倾瓦每个瓦块上的油膜作用力均通过轴颈中心，故可始终保持轴颈中心不变。它没有引起轴心作正进动的切向分量，因此，这种轴承有较高的稳定性。它能有效地避免油膜中的自激振荡。对不平衡振动也有很好的限制作用。国产 600、1000MW 等级汽轮发电机组较多地采用可倾瓦轴承。

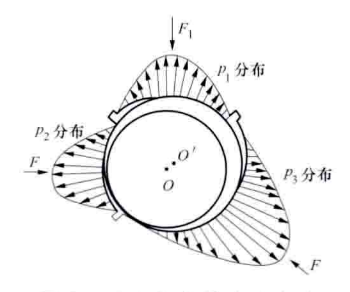


图 5 三油楔轴承油膜分布

O—轴心；O'—轴承中心

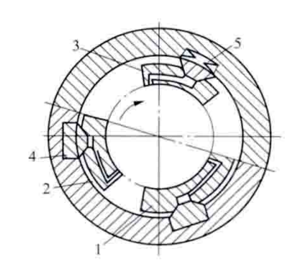


图 6 可倾瓦轴承原理图

1—下瓦块；2—侧瓦块；3—上瓦块；4—支点；5—盘形弹簧

油囊式轴承　也称袋式轴承，它由圆筒瓦演变而来。将圆筒瓦在中分面两侧加上厚度为 a 的垫块，以轴颈 ϕ 加油袋深度 d 为直径，车削成一个圆，并在轴承两端各留 40mm 宽的阻流边不车削，取出中分面垫块，即为袋式轴承（见图 7），它类似椭圆瓦。

油袋深度 d 一般取 0.7mm，圆心上下移动在 0.2mm 左右，即垫块厚度 a 大约为 0.4mm。

袋式轴承在静态特性方面，具有摩擦耗功小、油流量小、承载能力大等优点；在动态特性方面，在汽轮机转速范围内没有不稳定区，阻尼大、油膜厚、轴承温度低等优点。原ABB公司600MW超临界压力机组采用了这种轴承。

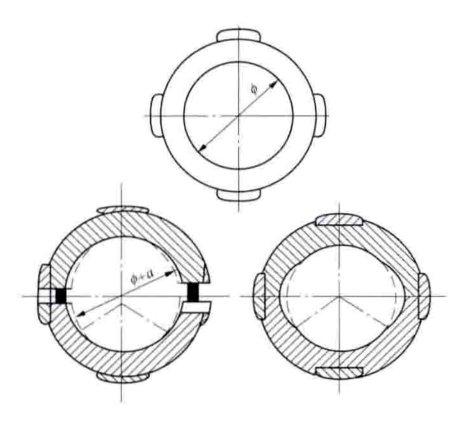


图7 袋式轴承示意图

轴承稳定性 指轴承抗扰动的能力。转子由轴承支持，中间隔了一层楔形油膜。汽轮发电机组的各转子与相应的轴承油膜以及轴承座等组成一个复杂的弹性系统。当稳定运行时，油膜压力 F 与轴颈施加给轴承的载荷 P 相平衡（见图8），轴承中心 O 与轴颈中心 O_1 保持一定的偏心距，OO_1 连线与 F 保持某一角度 θ，称为偏位角。如一旦这种平衡受到扰动，当油膜中的阻尼足够大时，在扰动过后能自动恢复平衡；如阻尼不足，则原来处于平衡状态下的轴颈中心位置受到油膜压力驱动而在轴承内产生不收敛的涡动，这种现象称为失稳。

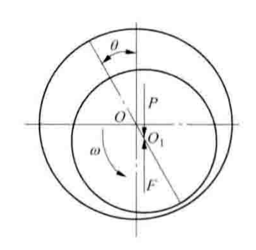


图8 轴颈在轴承中的受力情况示意图

一般认为转子工作时，轴颈中心处于较大偏心距和较小偏位角时，其稳定性较高。故增加轴承的比压（轴承单位投影面积上的载荷），调整各轴承的载荷分配，或改变轴承间隙和润滑油黏度等，均可改善稳定性。

各类轴承的稳定性能不同，一般而论，可倾瓦轴承的稳定性较好，椭圆瓦轴承次之，然后是三油楔轴承、油囊式轴承和圆柱形轴承。三油楔轴承对轴线歪斜比较敏感，且加工复杂，故汽轮机已较少采用。

zhixing jigou

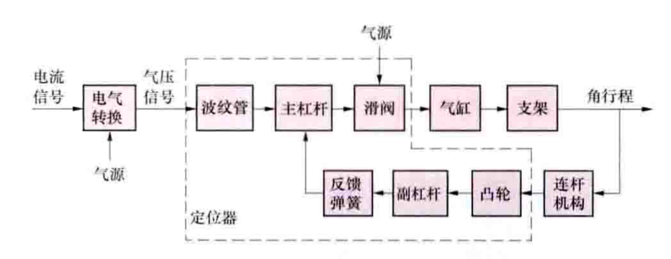
执行机构

(actuator) 将控制信号转换成相应的运动，改变或控制阀门或挡板开度、位置的装置或机构，也称为执行器。该信号或驱动力可以是气动、电动、液动或它们的任何一种组合。根据采用动力源的不同，通常有电动执行机构、气动执行机构、液动执行机构等。根据输出行程，也可分为角行程执行机构、直行程执行机构。

执行机构接受来自控制仪表或人工给定的控制信号，对信号进行功率放大，然后转换为输出轴的相应的角位移或直线位移，用以推动各种调节机构，如调节阀、风门挡板等，改变被调介质流量，以完成各种过程参数的自动控制或人工手动控制。执行机构的动作规律通常是线性的，也有采用等百分比型的。其控制信号有连续的电流信号，也有断续的电压信号或脉冲信号。动力源和输出行程有多种组合。常用的执行机构是电信号气动长行程执行机构和电动执行器。

电信号气动长行程执行机构 以压缩空气为动力，可直接接受标准电流控制信号的气动执行机构，具有动作平稳、推力大、精度高、本质防爆、易于实现所要求的控制规律等特点。其多数品种带有断电源、断气源、断电信号的“三断”自锁保位功能，使用安全性高。

如图所示为（角行程）气动执行机构原理和构成。气动执行机构由自动工作系统和各种辅助装置组成。自动工作系统包括电-气转换器、定位器、气缸、连杆等部件，辅助装置包括手操机构、“三断”自锁装置、阀位变送器、行程开关等。电-气转换器将电流控制信号变为气压控制信号；按力平衡原理工作的定位器和作为动力部件的气缸及连杆等使执行机构的输出角位移与输入控制信号相对应；手操机构用于装置调整和就地应急操作；“三断”自锁装置由气源、电源、电信号的监控回路和断气源时的锁紧装置构成，当气源、电源、电信号之一故障发生时，执行机构输出保位，保证设备和运行安全；阀位变送器将执行机构的输出角位移转变为相应的电流信号；行程开关用来发出极限位置的开关量信号。



（角行程）气动执行机构原理和构成图

功能完善的带“三断”保护的气动执行机构广泛用于各个工业部门。但其结构复杂，维护工作量较大。常见的气动执行机构有仅带断气源保护功能的气动执行机构、气动隔膜调节阀、脉冲电信号气动长行程执行机构等。前两者结构简单，后者采用脉冲控制，安全性好。

电动执行器 分角行程、直行程两大类。根据信号制和全行程时间的不同，又分基型品种和多个派生品种。在自动控制系统中，电动执行器与不同型号的电动操作器配用，可实现过程参数的自动控制，控制系统的手动/自动双向无扰切换，中途限位及远方手操等功能。新型电动执行器是配有微处理器及可加装数字通信接口，具有闭环控制功能，并能够进行故障诊断的智能电动执行机构。

zhijie kongleng xitong

直接空冷系统

(air cooled condenser system) 以空气作为冷却介质，采用空冷凝汽器将汽轮机排汽直接冷却凝结成水的一种干式冷却系统。

直接空冷系统按通风方式可分为机械通风和自然通风两类。至今已投产的直接空冷系统都采用机械通风方式，因此通常将机械通风直接空冷系统（air cooled condenser system，ACC）称为直接空冷系统，简称ACC系统。ACC系统的特点是对气象和环境条件影响比较敏感，冷却效率高，占地面积小，投资较省，系统调节灵活，冬季防冻性能相对较好；但厂用电耗、运行费用稍高，运行时噪声大，真空系统庞大。自然通风直接空冷系统（natural draft cooling system，NDC）以自然通风冷却塔取代风机，不存在机械通风方式

的风机电耗、噪声和热风回流问题，但冷却面积加大，投资增高。仅有试验性项目，尚无工程运行实绩。

系统组成 由空冷凝汽器、风机组、排汽管道和凝结水系统等组成热力系统（见图1）。

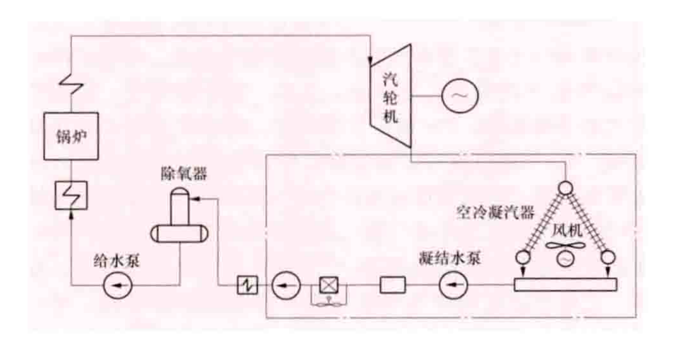


图1 机械通风直接空冷系统热力系统简图

空冷凝汽器 以空气作为冷却介质，使汽轮机的排汽直接冷却凝结成水的一种散热设备。由带翅片的散热片（翅片管）并联组成冷却管束，若干冷却管束按风机组成人字形布置的冷却单元，冷却单元数按总冷却面积确定。以最佳组合排列构成空冷凝汽器，安装在汽机房外侧高度为20～50m的构架上方（见图2）。



图2 机械通风直接空冷系统

空冷凝汽器管束的翅片管有大直径扁平管蛇形翅片单排管、热浸锌椭圆钢管套矩形翅片双排管及热浸锌椭圆钢管绕翅片三排管等型式，根据气象条件、换热能力、防冻要求和综合造价等因素选择。大多数空冷机组采用单排管，具有防冻性能好、传热效率高、通风阻力小、结构强度高、易于清洗等特点，但制造复杂。冷却管束按凝结水与蒸汽流动方向有顺流段（蒸汽与凝结水流向相同的冷却管束 K）、逆流段（蒸汽与凝结水流向相反的冷却管束 D）或顺逆流组合三种冷却管束，根据当地气温条件，组成不同的顺流与逆流冷却面积比（顺逆流比 $K:D$）的空冷凝汽器。

风机组 由风机、减速齿轮箱、电动机、变频器等组成，通常采用立式轴流风机，叶片为耐腐蚀的玻璃钢。风机的调速方式一般采用变频调速，也可采用部分变频或双速的调速方式，经技术经济比较确定。风机组的噪声需满足环保要求。

排汽管道 将汽轮机的排汽引导到空气冷却凝汽器的管道，大型机组的排汽管道直径可达6020～7650mm，壁厚仅为16～25mm，属大口径负压薄壁结构。有高位、低位、Y形等布置型式。排气管道的设计需使汽流流态均匀，阻力损失较低，并保证管道强度、应力合格及其稳定性。

凝结水系统 凝结水由空冷凝汽器底部联箱靠重力自流汇集于布置在其下方的凝结水箱，由凝结水泵送回汽轮机的主凝结水系统。

系统设计 包括设计参数确定、系统优化计算、系统布置、防冻、度夏及噪声防治措施等。

设计参数确定 系统的设计气温、初始温差、额定背压和设计风速按空冷系统设计基本参数确定（见空冷系统）。

系统优化计算 根据当地气象条件、汽轮机热力数据及空冷设备特性、价格，结合系统设计参数进行多方案优化比较，确定总散热面积、迎风面风速、汽轮机背压和轴流风机选型等的最佳值。在中国一般采用年总费用最小法，将空冷系统的投资按规定分摊到每一年，加年运行费、折旧费、大修费及微增出力的补偿电量电费作为年总费用，以年总费用最小的方案为最优方案进行空冷系统配置。

系统布置 主要包括：①总体布置需结合厂址地形地貌和厂区总布置，尽可能避开高耸建构筑物或保持足够距离；按风向、风频等气象条件确定空冷凝汽器的布置方位；连续建设机组的台数根据风环境情况论证；扩建工程如果分开布置需考虑相互间气流、散热能力的影响和节约用地；需考虑噪声防治措施等。②空冷凝汽器本体布置需考虑冷却单元的排列组合方案，与主厂房布置格局及散热器换热相互影响；空冷凝汽器平台高度与进风条件及投资的关系；挡风墙高度；平台支撑结构方案及支撑柱的布置等。

必要时对总体布置和本体布置可利用数模计算或物模实验进行优化或验证。

防冻措施 冬季低温使散热器的翅片管内饱和蒸汽等温冷凝段缩短，凝结水过冷度增大，甚至发生冻结，阻塞蒸汽流通，使机组真空下降，直至被迫停机。系统设计需采取防冻措施：①合理选择翅片管的形式，如选用大直径扁平单排翅片管。②合理设置空冷凝汽器顺逆流比例，通常为8：1～4：1，严寒地区可采用5：2～3：1。③风机采用变频调速或在冬季调节运行风机数量，控制进风量。④采用冬季防冻保护运行控制模式，自动定时停用或开启顺、逆流段风机，或实施逆流段风机反转，人为回流热空气，达到防冻的目的。⑤设置挡风墙，防止冬季冷风直接吹向散热器。⑥部分配汽管上设置真空隔离阀，隔离部分冷却面积。⑦严格按系统设计的最小防冻流量进行起动和运行，合理选择汽轮机旁路系统及其运行方式。

度夏措施 直接空冷系统对气候变化比较敏感，夏季高温，且为大风、强对流气候频发时期，空冷机组运行背压较高，可能发生背压继续升高，超过机组运行的报警、跳闸背压，影响空冷机组安全运行。系统设计需采取度夏、防大风措施：①要求汽轮机具有合理的安全许用背压和跳闸背压值，并有安全裕量。②优化的直接空冷系统配置，合理确定“满发背压”，保证夏季散热性能。③空冷系统配置适当裕量，提高抗大风、高温能力。④优化空冷系统的总体布置和本体布置设计，尽量避免炉后大风。⑤采用变频调速，高温期间可提高风机转速5%～10%，增加进风量。⑥设清洗装

置，冲洗冷却元件，恢复正常换热状态。⑦设置挡风墙，减少热风回流。⑧汽轮机设喷水装置，高背压运行时，自动开启低压缸喷水装置，以降低汽缸温度。⑨背压特殊保护，夏季机组背压高至某一定值时，自动降低负荷，控制运行背压，防止汽轮机跳闸。⑩建立气象预警系统。

噪声防治措施　直接空冷系统采用了大量的风机，运行所产生的噪声源位置较高，主要是中、低频噪声，在电厂厂界部分区域的噪声可能超过环保标准。系统设计需采取噪声防治措施：①采用低噪声、低转速风机；控制单台风机噪声标准的声功级小于 90dB（A），声压级小于 70dB（A）。②空冷凝汽器下铺设鹅卵石等吸声材料。③优化总平面布置，使厂界尽可能远离空冷凝汽器，降低对外界的噪声污染。④必要时在合适距离范围内设虚拟厂界，限建噪声敏感建筑物（学校、医院、居民点等）。

zhiliu guolu

直流锅炉　（once-through boiler）　依靠给水泵压头使水一次通过各受热面并全部变为过热蒸汽的锅炉。运行中任何工况变化都会影响直流锅炉汽水系统各点的工质参数，即工质在加热、蒸发和过热各设计区段中，都将改变其位置。与自然循环锅炉相比，直流锅炉的主要优点是蒸发受热面布置较为自由；在超临界和亚临界压力下均适用；没有笨重的锅筒和大直径下降管，制造运输均较为方便，锅炉金属耗量降低（约节省 20%）；由于热容量和水容量小，起停迅速，调节灵敏。其缺点为对给水品质和自动调节系统要求较高，汽水系统阻力大，给水泵电耗较大，需备有专门的起动旁路系统，起停炉操作复杂且热损失大。由于是一次贯流，水冷壁出口工质接近饱和蒸汽或微过热，亚临界压力下出现膜态沸腾的可能性增加。另外，对不同的管屏形式，蒸发管内还会出现流动多值性、流动脉动和热偏差过大等各种问题（见直流锅炉水动力特性）。按蒸发系统的不同布置，直流锅炉有垂直上升管屏式、回带管屏式和水平围绕（或称螺旋围绕）管圈式（见直流锅炉水冷壁管屏）三种基本类型。

垂直上升管屏式直流锅炉　最初应用于本生式直流锅炉，故也称本生式直流锅炉。其特点是炉膛受热管内的工质总是从下向上垂直流动，类似自然循环锅炉中的水冷壁。它又分为一次上升和多次串联上升两种。一次上升是指工质以足够大的质量流速同时流过炉壁四周，又称 UP（通用压力）式，只适用于 300MW 以上的大容量锅炉。多次上升管屏式用于大中容量锅炉，通常均设炉外下降管，炉内工质仍由下向上流动，以维持管内必须的质量流速。

另有一种 FW（福斯特·惠勒）式大容量直流锅炉，其炉膛下部高热负荷区为 2～3 次串联上升管屏，以求得较高的质量流速，炉膛上部低热负荷区则为一次上升管屏。

垂直上升管屏式便于采用全焊膜式水冷壁的全悬吊结构，安装组合率高；但对变压运行的适应性很差，炉内高热负荷区须采用内螺纹管。

回带管屏式直流锅炉　最初用于瑞士苏尔寿式锅炉，故常称苏尔寿式直流锅炉。其特点是炉膛受热管由多行程迂回管圈组成。按迂回方式，可分为水平回带和垂直回带两种。

回带管屏式无炉外下降管，节省金属；进、出口联箱间管线很长，热偏差大；不便于采用全焊膜式水冷壁，结构复杂。垂直回带式不便于疏水、排气，对变压运行适应性差，已很少采用。

水平围绕管圈式直流锅炉　始用于苏联拉姆辛式直流锅炉，常称拉姆辛式直流锅炉。其特点是由多根平行管组成的管带沿炉壁四周围绕而上，故也称螺旋围绕式直流锅炉。通常为三面水平，一面倾斜上升；或是两面水平，两面倾斜上升，也有沿炉壁四周全倾斜环绕而上的。依据锅炉容量，为了限制平行管数目和管带宽度，可分成几个平行管带。

水平围绕管圈式无炉外下降管，节省金属；管带沿炉壁四周盘旋上升，故热偏差小；水动力稳定性较好；便于疏水和排气，适于变压运行。其主要缺点为锅炉悬吊结构复杂，安装时焊口工作量大，组合率低。

20 世纪 60 年代以后，随着上述三种管圈型式的相互糅合，一种炉膛下部为水平围绕管圈、上部为垂直上升管屏的型式在大容量直流锅炉中得到推广应用。

直流锅炉起动系统的主要部件为分离器，按起动系统分离器在正常运行时是否参与系统的工作来分，有内置分离器起动系统（参与）和外置式分离器系统（正常运行时切除）。

zhiliu guolu moniliang kongzhi xitong

直流锅炉模拟量控制系统　（once-through boiler modulation control system）　使直流锅炉适应负荷需要，同时维持锅炉安全经济运行的控制系统。具体任务是使锅炉的蒸发量与负荷要求相适应；保持过热蒸汽温度、压力和再热蒸汽温度在一定范围之内；保证炉膛燃烧的经济性和安全性。包括给水控制系统、燃烧控制系统、过热和再热汽温控制系统等。

直流锅炉的控制特点　直流锅炉的汽水系统与锅筒锅炉有很大差别，特别是无汽水分离装置的直流锅炉，它的给水沿汽水管路被加热至过热蒸汽的过程可依次分为加热段、蒸发段（也称过渡段）和过热段，但各段之间没有固定的分界。炉膛燃烧工况的改变或工质吸热情况的改变都会引起各段长度的改变，各段间分界面的位置会前后移动。因此，从运行控制上来看，直流锅炉的给水控制、燃烧控制和过热汽温控制之间紧密地联系在一起，而不像锅筒锅炉那样可以组成三个相对独立的控制系统。

直流锅炉正常运行时，它的给水流量和燃烧率应随时保持适当比例，否则会引起过热汽温的较大变化。因此，当负荷要求改变时，应使给水流量和燃烧率同时按比例改变；而当负荷要求不变时，应能及时消除给水流量和燃烧率的自发扰动，在满足负荷要求的同时，保持过热蒸汽温度基本不变。直流锅炉也有过热汽温控制系统，一般用喷水减温，但是直流锅炉的过热汽温主要依靠保持给水流量与燃烧率之间的恰当比例来控制，喷水减温只是暂时的调温手段。

直流锅炉的动态特性　直流锅炉的主要控制手段是给水流量、燃烧率汽轮机调节阀，主要的扰动是负荷变化。因此，直流锅炉的动态特性是以锅炉主要运行参数对这三个输入量的响应特性表示的（见图 1）。

对给水流量的阶跃响应特性　如图 1（a）所示，给水量阶跃增加时，蒸发量立即开始改变，动态过程中蒸发量的增大有一定的惯性，最终保持与给水流量相平衡。响应曲线上两块面积之差等于锅炉内部增加的工质储存量。蒸发

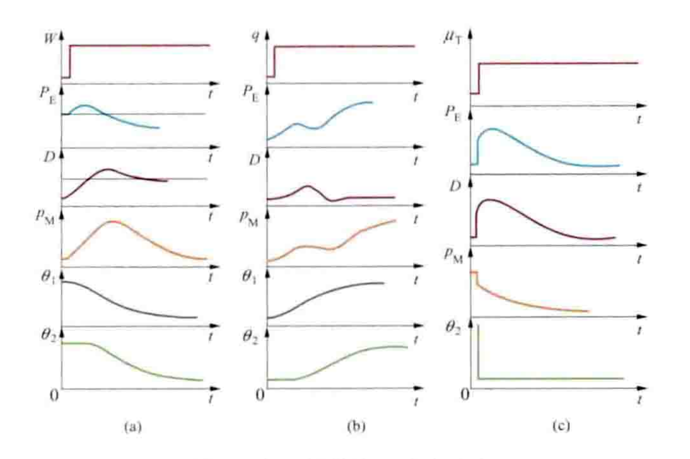


图 1　直流锅炉阶跃响应曲线

(a) 对给水流量的阶跃响应特性；(b) 对燃烧率的阶跃响应特性；(c) 对汽轮机调节阀门开度的阶跃响应的特性

W—给水流量；q—燃烧率；μ_T—汽轮机调节阀门开度；P_E—机组功率；D—锅炉蒸发量；p_M—主蒸汽压力；θ_1—过热段进口微过热汽温；θ_2—锅炉出口过热汽温

量增加的同时，汽压与机组功率也增加。因燃烧率未变，出口汽温将下降，但其响应迟延较大，达200～300s。当汽温下降时，汽压和机组功率下降。最终，机组功率因汽温下降，效率变差而略低于原来的值。过热段进口的微过热汽温与出口过热汽温的变化方向是一致的，但响应迟延短得多，约为50～100s。

对燃烧率的阶跃响应特性　如图1 (b) 所示，燃烧率变化是指燃料量、送风量和引风量同时改变。当燃烧率阶跃增大时，工质的吸热量增加。虽然在动态过程中锅炉的蒸发量有所增加，但因给水流量未变，蒸发量最终仍回复至原有值。蒸汽温度因过热段伸长而提高，有较大的迟延，迟延时间与给水流量扰动时接近。汽压和机组功率在动态响应的初始阶段因蒸汽流量的暂时增加而增大，随后又因汽温的提高而增加，呈现有波动的形状。由于直流锅炉的蓄热能力较小，因而在燃烧率改变时汽压和机组功率的变化幅度较大且响应较快。中间点微过热汽温的变化方向与出口过热汽温一样，迟延时间较短，和给水流量扰动时接近。

对汽轮机调节阀的阶跃响应特性　如图1 (c) 所示，汽轮机调节阀阶跃开大时，汽压一开始就快速下降，测点越靠近汽轮机，下降幅度越大，然后缓慢下降至新的平衡值。最终压力的减小值近似等于汽轮机调节阀门开大所减少的阻力压降。由于汽压的降低，锅炉放出部分蓄热，使蒸发量和机组功率增大。因给水流量与燃烧率未变，所以蒸发量和机组功率最终仍回复至原来的值，而汽温基本上保持不变。直流锅炉的蓄热能力小，所以动态过程中靠降低汽压所产生的附加蒸汽功率是比较小的。

直流锅炉控制系统　设计控制系统的基本原则是：给水流量与燃烧率协同控制来保证锅炉的负荷和基本维持汽温，并以汽温来检验两者的匹配比例是否适当。燃烧控制系统与锅筒锅炉基本相同。

图2所示为直流锅炉控制原理示意图。它是按“负荷要求-给水”“负荷要求-燃料”的方式来实现给水量与燃烧量的协同控制的。用迟延较小的中间点微过热汽温来校正燃料量，以保证它与给水流量的适当比例。出口过热汽温由喷水作为补充的控制手段。负荷要求是单元机组协调控制系统来的锅炉负荷指令。当该信号改变时，控制系统同时调整给水流量和燃烧率。其中燃烧率是由燃料、送风、引风三个子系统来保证的。给水流量与燃烧率的配合比例适当时，中间点微过热汽温保持与定值相等，否则控制系统会通过PI控制器输出来进一步校正燃烧率。因此，稳态时给水流量（即锅炉蒸发量）与负荷的要求相一致，中间点微过热汽温、烟气含氧量、炉膛负压均等于设定值。由于给水量与燃烧率成适当比例，出口过热汽温变化不大。微过热汽温设定值则和烟气含氧量设定值则是随锅炉负荷而改变的。

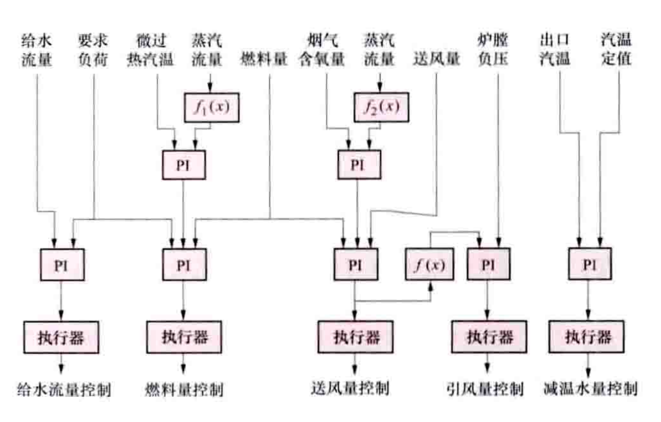


图 2　直流锅炉控制原理示意图

直流锅炉的控制原理还可能有其他的形式，不同控制形式的主要区别包括：①给水流量与燃烧率的配合方式；②检验给水流量与燃烧率配比的校正信号的选取。

(1) 给水流量与燃烧率的配合：除图2所示方式外，还有“负荷要求-给水”“给水-燃料”，用汽温校正燃料，或“负荷要求-燃料”“燃料-给水”，用汽温校正给水，用功率偏差或汽压偏差校正燃料量。

(2) 检验给水流量与燃烧率匹配比例的校正信号：除微过热汽温外，还可采用加热段某点的水温、微过热蒸汽焓值或蒸发段某点的工质密度等。这些信号对给水量或燃烧率变化的动态响应迟延较微过热汽温小，但信号的获得较为困难。

参考书目

刘禾，白焰，李新利．火电厂热工自动控制技术及应用．北京：中国电力出版社，2009.

zhiliu guolu qidong

直流锅炉起动　(once-through boiler start-up)

直流锅炉从点火到带满负荷的整个过程。与自然循环锅炉相比，直流锅炉无厚壁容器锅筒（汽包），起动所需时间较短，一般约2h即可完成。组成单元机组时，机组的起动速度和时间主要受汽轮机的限制。另外直流锅炉在点火前必须在水冷壁中建立起一定的起动流量（25%～30%额定蒸发量），以保证点火后水冷壁受到足够的冷却，此时从水冷壁甚至过热器流出的只是热水或汽水混合物，不允许进入汽轮机，为此必须配置起动旁路系统。

起动旁路系统指起动分离器及与之相连和并连的汽水管道、阀门等，严格说还应包括高、低压旁路系统，设置旁路

系统可缩短起动时间和保护再热器不致超温。起动分离器一般设在水冷壁管的出口，其作用是：①为起动过程中在水冷壁管内建立起一定流量创造条件；②回收起动过程排出的工质及其热量；③有利于过渡到纯直流运行。按起动分离器的布置位置和疏水循环方式，起动旁路系统有不同类型，其起动过程也有一定的差别，但主要可区分为正常运行时分离器需切除和不需切除两类。

需切除分离器的起动系统 由图1可见，起动分离器设置在一、二级过热器之间。这种布置的特点是能够充分利用起动分离器排汽和排水，可避免起动系统向正常运行工况切换时的过热蒸汽温度下跌。系统的起动过程即为建立起动流量、点火、分离器升压、过热器通汽和最后等焓切除分离器的过程。

建立起动流量进行循环清洗 如图1所示，关闭阀门1、3、4、5，用温度约为104℃的除氧水送入锅炉，开调节阀2，给水流经节流管束，在水冷壁管内建立起一定流量（约为额定流量的1/3）和压力（约40%额定压力）的介质流动，进行冷态清洗。进入分离器的水或排至地沟（不合格的水质）或排至除氧器（质量合格的水）。

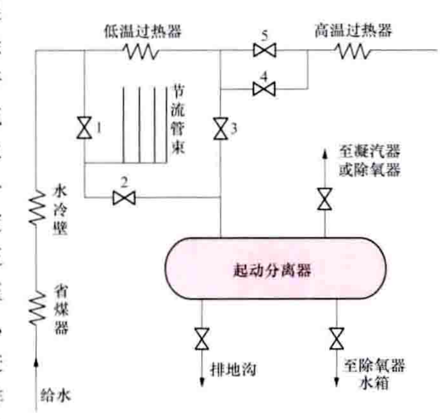


图1 需切除分离器的起动系统

1、5—截止阀；2、3、4—调节阀

点火和分离器升压 冷态清洗结束后，维持30%的额定流量（这一流量一直保持到切除分离器后汽轮机加负荷时为止），按规定要求点火，工质温度逐渐升高。在进入分离器的工质温度达到260～290℃时（超过290℃时氧化铁便开始在受热面上发生沉积），应维持一段时间，做热态清洗。因在此温度下水中铁离子的溶解度较大，不合格的水应经分离器排至地沟，少量蒸汽经阀门6排至凝汽器或除氧器。当辐射受热面中某处达到相应压力下饱和温度时，工质即开始汽化，由于突然体积增大，使汽化点后的水会高速排出，即直流锅炉起动中的膨胀现象。膨胀过程的持续时间不长，当分离器前受热面出口温度也达到饱和温度时，膨胀过程就会结束。但如瞬时的膨胀量过大，分离器的水位和压力就难以控制，为防止引起满水或超压，在膨胀过程中，必须控制工质的压力和燃烧率。

向过热器通汽 当分离器压力大于1.0MPa时，可向过热器通汽。随着过热蒸汽、再热蒸汽温度、压力的升高，汽轮机进行冲转及并网带低负荷暖机。锅炉热态清洗结束后，逐步增加燃料量，工质膨胀，分离器逐步升压至3.5～4.0MPa，保持稳定。用调节门2、3开度保持水冷壁中工质压力及流量稳定。

等焓切除分离器 在进入分离器工质焓与分离器出口饱和蒸汽焓相等时，可逐步开大调节门4，关闭调节门3及2，切除分离器。然后适当关小汽轮机调节汽门，逐步增加锅炉燃料量及给水量，升温、升压。当截止阀5两端压差小于1.0MPa时，全开截止阀5，关闭调节门4，锅炉呈直流运行，再进一步升温、升压、升负荷，直至满负荷运行全直流运行。

不需切除分离器的起动系统 主要有大气扩容式起动系统和带循环水泵的起动系统，如图2和图3所示。起动分离器装在过热器之前的主通道上且起动过程中不需切除起动分离器，故又称内置式起动分离器。

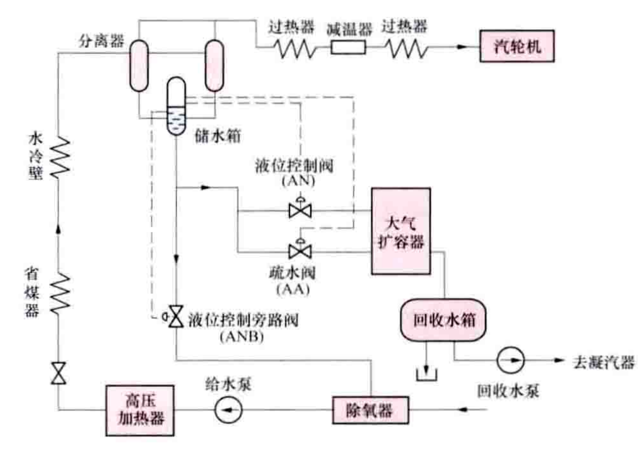


图2 大气扩容式起动系统

点火前上水至起动分离器正常水位，水冷壁内建立起动流量，进入分离器的水从下部排出，并保持水位，做冷态清洗。点火后分离器内的蒸汽全部进入过热器，分离器内的水质不合格时排至扩容器，合格后进行回收，减少工质及热量损失。随着进入分离器的工质干度逐渐增大，直到进入分离器的工质为微过热蒸汽时，分离器中的水位消失，此时可全关分离器排水门或停运锅炉炉水循环泵（BCP），起动分离器转为干态运行，作为蒸汽通道中的一个容器不用切除。该系统的特点为：系统简单、阀门少，起动操作简单，没有从旁路系统向直流运行的过渡，在任何情况下，只要水冷壁出口工质干度小于1.0时，分离器均将可靠地分离汽水；有水位出现时，也可通过排放系统自动控制水位，可有效防止满水事故的发生。同时，可将起动过程中和低负荷时分离器疏水所含热量回收，减少锅炉热损失。

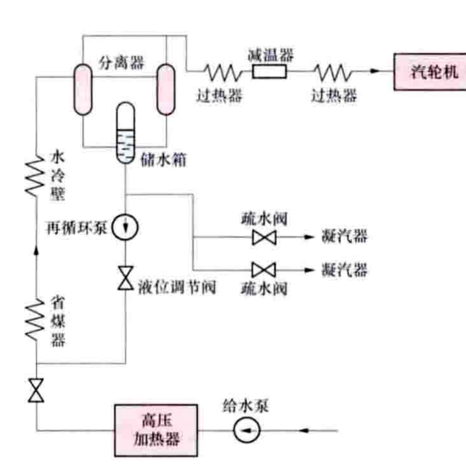


图3 带循环水泵的起动系统

zhiliu guolu qidong xitong

直流锅炉起动系统

(start-up system of once-through boiler) 为解决直流锅炉起动和低负荷运行而设置

的系统，包括起动分离器及其他汽侧和水侧连接管、阀门等。在起动中使水冷壁管中建立足够高的质量流速，以保证管壁不超温及水动力工况稳定。另外，还能回收热量，减少工质损失。该系统阀门较多，要求各阀门使用灵活、不泄漏和远动可靠。

直流锅炉起动问题 主要是通过起动系统建立一定的循环流量，实现点火前循环清洗，保护蒸发受热面点火后不过热，保持水动力稳定。其中要考虑的问题有汽水膨胀、起动参数选择、等焓切换等。

汽水膨胀 起动过程中水冷壁内工质温度逐渐升高，当达到饱和温度，水变成蒸汽时，比体积急剧增大，局部压力升高使锅炉排出的汽水混合物量在一段时间内大大超过给水量的现象。若对膨胀过程控制不当，会引起锅炉超压的危险。影响汽水膨胀的因素有压力、给水温度、燃烧率及分离器位置。

起动参数选择 主要包括以下参数：

(1) 起动流量。按管壁温度工况、流动稳定性、起动时间、起动损失等综合考虑。一般直流锅炉将额定给水量的30%定为起动流量，复合循环锅炉为10%。

(2) 起动压力。为保证流动稳定性，缓和膨胀现象，避免起动初期工质汽化，应有足够高的起动压力。复合循环及超临界压力锅炉全压起动，亚临界压力直流炉用0.4～0.7倍额定压力为起动压力。

等焓切换 从起动系统切换到直流运行。切换条件是过热器中间阀两边工质焓尽量接近，以实现等焓切换。这样末级过热器出口汽量及汽温没有突变，从而可保证汽轮机工况稳定。

起动分离器 用作直流锅炉起动时扩容和分离蒸汽的部件。按结构分有卧式和立式两种。按在系统中位置分为在蒸发受热面与过热器之间和在低温、高温过热器之间两种（后者适用于等焓切换时汽水膨胀严重的情况）。按运行方式分正常运行切除与不切除两种。后者也称为内置式分离器，在世界各国得到广泛应用；前者也称为外置式分离器，在中国现代超临界压力机组已不再采用。

起动系统类型 常见的起动系统有通用压力锅炉起动系统、复合循环锅炉起动系统、带整体分离器的起动系统和不带循环泵的起动系统等。

通用压力(UP)锅炉起动系统（见图1） 适用于超临界及亚临界压力锅炉，起动流量为额定负荷的30%。用过热器旁路阀维持起动压力。调整高温过热器旁路阀及过热器减压阀完成等焓切换。

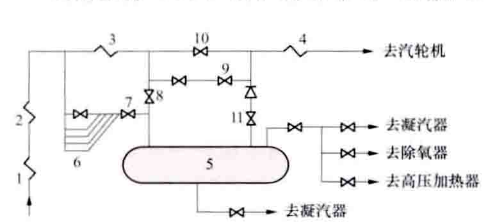


图1 通用压力(UP)锅炉起动系统
1—省煤器；2—蒸发受热面；3—低温过热器；4—高温过热器；5—起动分离器；6—节流管束；7—过热器旁路阀；8—高温过热器旁路阀；9—过热器减压阀；10—过热器截止阀；11—过热器通汽阀

复合循环锅炉起动系统（见图2） 适用于超临界压力锅炉。起动时给水流量为额定值的5%～10%。起动抽汽阀的旁路阀维持水冷壁内额定压力，而分离器放汽阀维持分离器压力（一般为6～7MPa）。

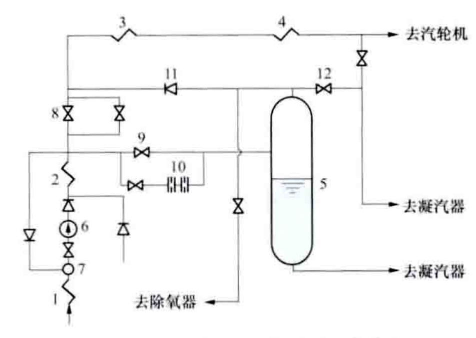


图2 复合循环锅炉起动系统
1—省煤器；2—水冷壁；3—低温过热器；4—高温过热器；5—起动分离器；6—循环泵；7—混合器；8—节流阀；9—起动抽汽阀；10—节流孔板；11—起动送汽阀；12—分离器放汽阀

带整体分离器的起动系统（见图3） 通常用于超临界压力锅炉，控制阀门少，系统简单，起、停及低负荷运行灵活，特别适用于大容量垂直一次上升管圈直流锅炉。（见直流锅炉起动）

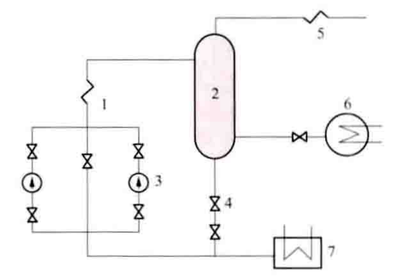


图3 带整体分离器起动系统
1—水冷壁；2—分离器；3—循环泵；4—再循环截止阀；5—过热器；6—凝汽器；7—高压加热器

不带循环泵的起动系统（见图4） 用于超临界压力锅炉，系统简单，费用低，电耗低，但起动期间热量损失较大。

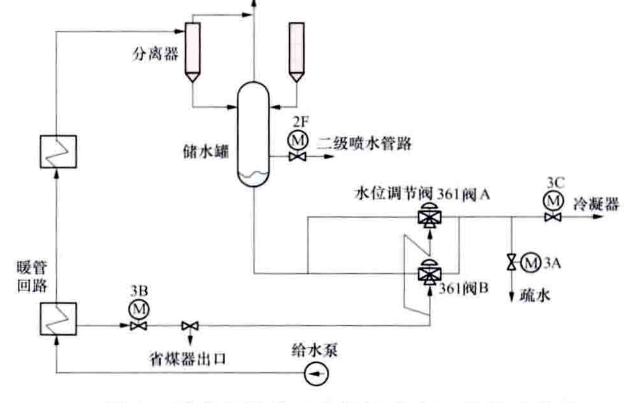


图4 不带循环泵（大气扩容式）的起动系统

zhiliu guolu shuidongli texing

直流锅炉水动力特性

(hydrodynamic characteristics of once-through boiler) 在一定热负荷下，直流锅炉受热面中强制流动的工质流量与流动压降之间的关系。直流锅炉蒸发受热面进口为具有一定欠热的水，出口为含汽率接近1的汽水混合物或微过热蒸汽。由于设计或运行不当等原因，工质在管内会表现出许多非正常的流动特性，如脉动、多值性、热偏差、两相流体分配不均、停滞倒流等，造成管壁超温，严重影响锅炉正常运行。

脉动 管子进口水量与出口汽量随时间发生相位差180°的周期性变化的现象，即同一管子进口水量最大时出口汽量最小，或与此相反，进口水量最小时出口汽量却最

大。发生脉动时，管中加热、蒸发及过热区段界面发生周期性交替变化，导致管壁金属热疲劳而破坏。脉动分整体脉动和管间（包括屏间）脉动两类。整体脉动为整台锅炉进水量与出汽量发生相位差180°周期性波动。设计合理的给水调节系统（如选用特性曲线较陡的离心水泵或活塞泵等）可以避免整体脉动。管间脉动仅发生在管屏的某些管中，且其中一部分与另一部分脉动相位差180°，即一部分管子进水量大出汽量小时，另一部分进水量小出汽量大，因此管屏总流量无显著变化。垂直管比水平管更易发生脉动，起动和低负荷时亦易发生脉动。工作压力高，热负荷低时发生脉动的可能性小。为防止脉动，应选取足够的质量流速，同时应选取适当的加热水区段与蒸发区段的阻力比。进口处加节流圈、采用分级管径（加热水区段取较小管径）、在工质干度为0.15～0.20处设呼吸联箱等办法可以消除脉动。

多值性　在一定结构及热负荷下，工质流量G与流动压降Δp之间的关系$\Delta p=f(G)$呈多值性函数关系，即在同一压降下有两个或三个不同流量的特性。在并联于同一进、出口联箱的许多管子中，在总流量及压差无显著变化情况下，可能出现某根管子中流量很小甚至倒流，导致管壁超温。理论分析证明，工质压力高则产生多值性的可能性小；保证较高的进口水温，以及进口处加节流圈、分级管径（逐渐增大管径）可避免多值性。由于重位压头的影响，一次垂直上升管屏发生多值性的可能性小，一次垂直下降管屏易发生多值性。多行程管屏的特性较复杂，需做具体的计算分析。超临界压力锅炉某些管屏也有多值性问题，所以必须保证进口水温或足够的质量流速。

热偏差　并联管中个别管内工质焓增与管屏工质平均焓增之比。焓增过大的偏差管会导致管壁超温。产生热偏差有三个原因：①热力不均，由炉内温度场及结渣引起；②水力不均，由管屏连接系统型式造成；③结构不均，由管长及局部阻力的差异引起。减小热偏差的方法：①减小管屏宽度，尽量使同一屏管子结构相同；②按吸热及管屏结构在进口处加装节流圈；③减小管屏焓增；④改善炉内燃烧。

两相流体分配不均　汽水混合物分配器引入各支管工质的质量含汽率的不均匀性。虽然实际运行中总是存在两相流体分配不均，但当压力高、质量流速大、分配器结构合理时，可以做到分配基本均匀。

停滞和倒流　当受热弱的管子的热负荷低到使其重位压头增加到恰好等于管屏总压降时，此管内的流动停止，水阻力为零，即发生停滞，甚至倒流。直流锅炉蒸发管管径较小，质量流速较高，管屏压力降较大，因此仅在起动或低负荷时才有可能发生停滞或倒流。减小吸热不均匀性、保证起动或低负荷时质量流速不过低，进口处装节流圈可避免发生停滞或倒流。

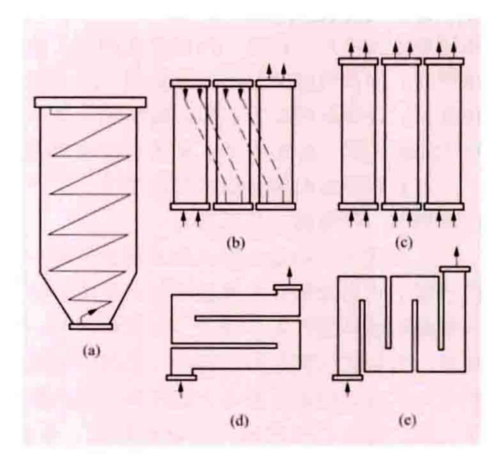
在管子进口处加装节流圈可以防止脉动、多值性，并减小热偏差，但孔径应大于6mm，节流圈前应装设开有许多个更小孔径的多孔板式过滤器，以防止较大的焊瘤等杂质堵塞节流圈。节流圈由耐磨合金制成，结构上要便于更换。要有单配（每个管子及每个与其相配的节流圈间）保障措施，以防装错。节流圈堵塞、装错或过大的磨损均会导致水动力特性不正常。

zhiliu guolu shuilengbi guanping

直流锅炉水冷壁管屏

（water wall panel of once-through boiler）　直流锅炉中连接于同一进、出口联箱的多根并联蒸发受热面管组。管屏中工质的流动为强制流动，管屏布置较自由，具有多种型式，最基本的有水平围绕管圈、垂直上升管屏和回带管屏三种（见图）。

水平围绕管圈（拉姆辛型管圈）　又称螺旋围绕管圈。由多根并联管组成管带，沿炉膛四周盘旋上升（三面水平、一面倾斜；两面水平、两面倾斜，倾角9°～15°；或沿炉壁四周全倾斜环绕）。管带宽度与锅炉容量、管径及工质质量流速有关。大容量锅炉，常并联几组小管带，以避免同一管带内热偏差过大。这种管圈的优点是热偏差小，适合变压运行。缺点为不宜于机械化生产，组装率低，结构复杂，工地焊口多，安装困难。



直流锅炉管屏型式

(a) 水平围绕；(b) 多次垂直上升；(c) 一次垂直上升；(d) 水平回带；(e) 垂直回带

垂直管屏（本生式管圈）　分一次上升（UP式）、多次上升（炉外下降、本生式）及热负荷较大的炉膛下部（下辐射区）多次上升而热负荷小的炉膛上部（上辐射区）一次上升（FW式）三种。中小容量锅炉采用多次上升，锅炉容量为500～600MW以上时采用一次上升。便于机械化生产，组装率高、结构简单是其主要优点。缺点是管径较小、不宜于变压运行、对热偏差反应敏感、多次上升管屏金属耗量大且屏间的热偏差亦较大。

回带管屏（苏尔寿式管圈）　多行程迂回管组，分上下迂回的垂直回带和水平向上迂回的水平回带两种。优点为布置方便，缺点为制造安装困难，对热膨胀不利，特别是垂直回带疏水排气困难且水动力稳定性差。

广泛采用下辐射区为螺旋围绕管圈，而上辐射区为一次垂直上升管屏，该布置方式综合了几种管屏的优点。

直流锅炉管屏的特征参数　最主要的是质量流速和焓增。

（1）质量流速：应保证管壁不超温、水动力特性稳定、起动时能排除空气、汽水阻力小等。额定负荷时下辐射区质量流速为1200～3000kg/（m^2·s）。

（2）焓增：为减小热偏差，工质通过管屏的焓增值应有所限制。焓增值与管屏型式有关，水平围绕管圈取800～1200kJ/kg，其他管屏取200～600kJ/kg。

水平围绕管圈管子外径为32～42mm，垂直上升管屏为32～38mm。材质有碳钢及Cr-Mo钢，也有采用内螺纹管的，以降低质量流速，减小汽水阻力。

zhiliu guolu yunxing tiaozheng

直流锅炉运行调整

(operating adjustment of once-through boiler) 直流锅炉中工质的加热、蒸发和过热是一次完成的，各区段之间无固定界限，一种扰动将对各种被调参数起作用。如当给水量变化时，同时引起汽温、汽压及蒸发量变化，要求燃料量及汽轮机进口阀位做相应调整，锅炉才能在新的工况下做稳定运行。直流锅炉因无锅筒（汽包），有的采用较小直径的管子作受热面，因而蓄热能力较小，仅是同等容量锅筒锅炉的 1/2～1/3。直流锅炉在受到相同程度扰动时，汽温、汽压变化剧烈，对自动调节系统要求较高。但当直流炉主动变负荷时，由于直流锅炉允许变压速度大，且变压时吸收或释放附加蒸发量小，因而蒸汽参数可迅速跟上变工况的需要，能适应快速带尖峰负荷的要求。

直流锅炉运行调整包括负荷调节、压力调节、过热蒸汽温度调节、再热蒸汽温度调节。

负荷调节　由给水量来调节锅炉负荷，然后用燃料量与给水量的比例来保持过热器中间点温度不变，再用过热器喷水量细调过热蒸汽出口温度。如升负荷时，可先增加一点给水量，然后按比例增加燃料量，用过热器喷水量微调过热蒸汽出口温度，稳定后重复上述过程，直至稳定运行在新工况下。减负荷时，可先减少一点燃料量，后按比例减少给水量，辅以喷水量细调过热蒸汽温度，稳定后重复上述过程，直至稳定在新工况下。

压力调节　压力调节的实质就是经常保持锅炉出力与汽轮机所需的蒸汽量相等。直流锅炉产生的蒸发量等于进入的给水量，单纯锅炉燃料量的变化，除动态过程中蒸发量有所变化外，并不能引起锅炉出力改变，只有改变给水量才能改变锅炉出力。当外界负荷变动，锅炉压力调节时，先改变燃料量，就能保证过程开始汽压稳定，之后用调节给水量来稳住汽压，再配合过热器喷水量来保持过热蒸汽出口温度。

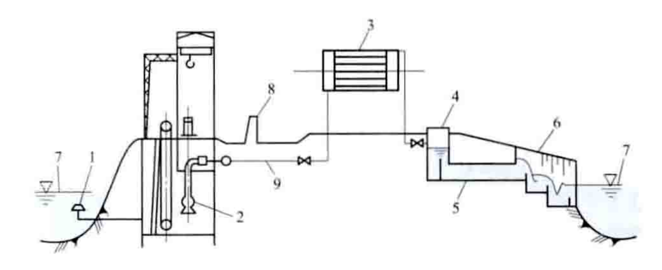
过热蒸汽温度调节　直流锅炉的过热蒸汽出口温度主要取决于燃料量与给水量的比例（即煤水比）。为了减少温度延迟，通常在过热器中间的微过热区段选取一温度测点，称为中间点温度，用燃料量与给水量的比例来保持中间点温度不变，再用过热器喷水量来细调过热蒸汽出口温度，同时用改变锅炉火焰中心的位置和烟气挡板等手段辅助调节过热器出口温度。

再热蒸汽温度调节　主要通过尾部烟气挡板进行调整，再热器事故减温水参与事故降温控制。正常运行中要尽量避免采用事故喷水进行汽温调整，以免降低机组循环效率。在再热蒸汽温度手动调节时要考虑到受热面系统存在较大的热容量，汽温调节存在一定的惯性和延迟，在调整再热蒸汽温度时注意不要猛开、猛关烟气挡板。事故减温水的调节要注意减温器后蒸汽温度的变化，防止再热蒸汽温度振荡过调。锅炉低负荷运行时要尽量避免使用减温水，防止减温水不能及时蒸发造成受热面积水。事故减温水调节时要注意减温后的温度必须保持 20℃ 以上的过热度，防止再热器积水。

zhiliu lengqueshui xitong

直流冷却水系统

(once-through cooling water system) 从江河、湖泊、水库、海湾等水源取水，利用水泵和管、渠等将水输入凝汽器，经热交换后排放的贯流式冷却系统（见图）。直流冷却水系统由取水、输水、排水三部分构成。



直流冷却水系统示意图

1—取水头及引水管；2—水泵与泵房；3—凝汽器；4—虹吸井；5—排水暗沟；6—明渠与跌水；7—水源；8—防洪堤；9—压力管道

取水和输水　根据水位、距离等工程条件确定取水与输水方式：①一次升压系统。水源处设置取水泵房将冷却水升压，通过循环水管直接送入凝汽器。②一级升压自流到凝汽器的系统。泥沙粒径较大或水位变化幅度较大时，为防止凝汽器淤塞或磨损，需在水源处设置取水泵房，泵房后设置高位沉砂池和后置滤网，然后依靠重力自流入凝汽器。③两级升压系统。当水源水位变幅较大，或输送距离较长，或用海水为冷却水，为避免钢管的腐蚀和内壁生长海生物时，在岸边和厂区分设取水泵房和升压泵房两级提升，泵房之间以低压管道或自流明渠输水。④无泵直流供水系统。当水源的最低水位高于汽轮机排水虹吸井最高水位和排水口，并足以克服供水系统阻力时，直接用管道从水源引水，自流进入凝汽器，不需水泵提升。

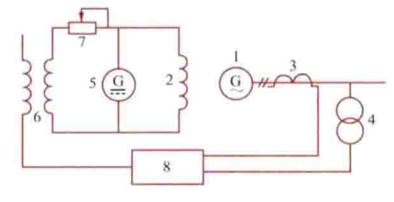
排水　电厂排水口的位置和形式需考虑水源特点、温排水对环境和生物的影响、对取水温度的影响、泥沙冲淤、施工方案等因素，并通过数模计算或物模试验确定。电厂排水大多将温水排入水体表层，利用水面散热冷却，但对水体上层的生物和鱼类不利。该类排放形式适用于宽阔水面，并可将温水带限制在局部范围内的水体。在有条件时，可将温水往水体的深层排放，与排水口附近的深层冷水掺混，迅速降温而缩小影响范围。如果不允许直接排放温水，则需将温水预先冷却后再排放。为避免温排水对取水温度的影响，通常采用顺列式布置，取水口在上游，排水口在下游，两者之间保持足够的距离。在感潮水域还可采用差位式布置，将取、排水口分别设置在远岸或近岸边，利用取排水口之间的温度与重力差异将冷热水隔离。

直流系统凝汽器的排水普遍利用虹吸作用，以降低水泵的静扬程；在寒冷地区将部分温排水回流引至取水口可防止冰凌危害；当排水远高出水源正常水位时，可考虑水能的利用；在有条件时还可考虑温排水供其他企业和农业综合利用。

系统布置　需结合发电厂生产流程，尽量缩短供、排水管线长度，通常将汽机房面向水源，使供排水管线缩短和布置简便；若锅炉房面向水源更合理和可行时，可考虑供排水管线穿越锅炉房的布置方案。在水源水位变幅较小、含沙量较小的条件下，可用明渠引水到汽机房附近供水。供水系统在高程配置上应力求降低供水扬程，汽机房的地面标高在满足建厂条件前提下，可适当考虑供水扬程因素。取水泵房布置见取地表水设施。

zhiliu liciji lici

直流励磁机励磁 (excitation with DC exciter) 采用与同步发电机同轴的直流发电机供给励磁电源的励磁方式。这种励磁方式具有励磁电流独立、系统结构简单的优点，但励磁调节速度较慢、维护工作量大，且因换向器换流能力的限制，励磁容量不能满足大机组的需要，主要用于50MW及以下的发电机。



自并励同轴直流励磁机励磁系统原理图

1—发电机；2—发电机励磁绕组；3—电流互感器；4—电压互感器；5—直流励磁机；6—励磁机励磁绕组；7—磁场变阻器；8—自动电压调节器

按励磁机的励磁方式，直流励磁机励磁可分为自并励接线、他励接线和复励接线三种，其中自并励接线使用较广，系统原理见图。

zhiliushi meifen ranshaoqi

直流式煤粉燃烧器 (tangential pulverized-coal burner) 利用多个直流射流的组合与相互作用以燃烧煤粉的装置。它由一组矩形（或圆形）喷口按一定次序相间布置组成（见图1和图2），一、二、三次风分别通过各自的喷口射入炉膛。



图1 直流式煤粉燃烧器外形

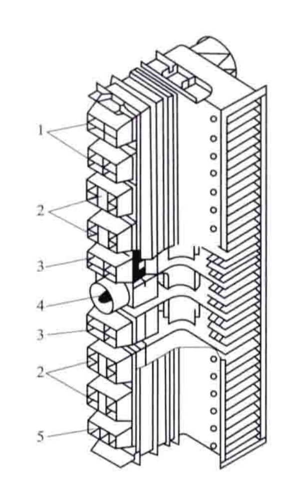
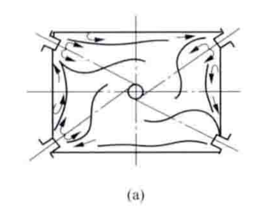


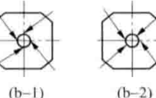
图2 直流式煤粉燃烧器结构

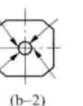
1—三次风喷口；2—一次风喷口；3—二次风喷口；4—油二次风喷口；5—底部二次风喷口

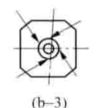
直流式燃烧器一般布置在炉膛四角或炉膛四面墙上，一、二次风以较高速度按对角线方向或中心假想圆切向射入，在燃烧区域形成大旋转气流。煤粉气流除卷吸炉内高温烟气外，还靠上游邻角的火炬点火，具有良好的着火条件。炉内的旋转气流加强了煤粉与空气的混合，有利于燃尽。在单一切圆布置的基础上又派生了一次风对冲、二次风切圆［见图3（b-2）］、一次风正切、二次风反切、不等切圆［见图3（b-3）］及墙式切圆［见图3（b-6）］等布置。为获得好的气流特性，炉膛截面宜为正方形或接近正方形。

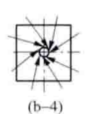
燃烧器的一次风、二次风及三次风（制粉后的废干燥

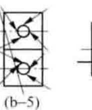












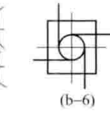


图3 直流式燃烧器的布置

剂）喷口的形状和位置将根据不同煤种而定，其配风特点是：

（1）对可燃性差的煤，采用分级配风，一次风喷口集中布置，喷口呈竖长方形，有较大的着火周界，二次风在燃烧器上下部分级送入，上部二次风喷口有下倾角，以利一、二次风在炉内混合［见图4（d）和图4（e）］。

（2）对贫煤和劣质烟煤，依煤的燃烧性能可采用均等配风，一次风喷口呈长方形，一、二次风喷口间距稍大，以利于着火［见图4（a）］；或采用一次风喷口相对集中布置的分级配风［见图4（d）］。

（3）对可燃性较好的烟煤和褐煤，采用均等配风，一、二次风喷口间隔很小或无间隔，以利煤粉和空气充分混合燃尽［见图4（b）和图4（c）］。

（4）上、下二次风是直流式燃烧器配风所必需的，下二次风是托浮从煤粉射流中分离出来落下的煤粉，以减小灰渣中未燃尽碳损失。上二次风有防止火焰上抬的作用，是燃尽所需的主要风源。

（5）三次风是热风送粉制粉系统中的废干燥剂，含有10%～15%的煤粉，为保证燃尽，三次风宜采用较高风速射向火焰中心。三次风的合理布置，对飞灰中未燃尽碳损失影响很大。

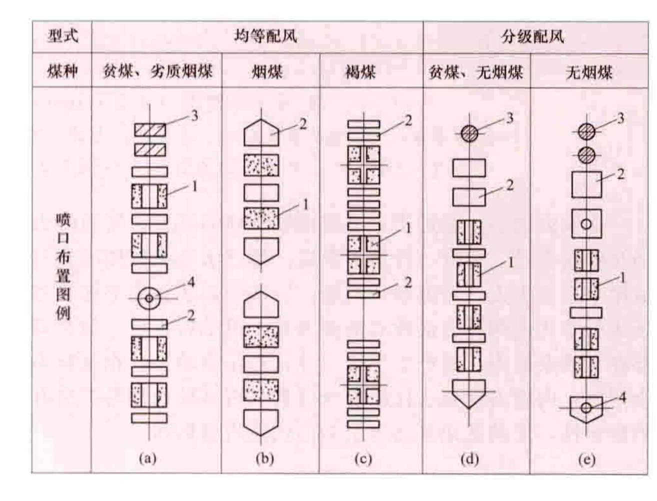


图4 直流式煤粉燃烧器（固态排渣炉）的类型示例

1—一次风；2—二次风；3—三次风；4—油枪

为了减少NO_x排放，可在直流式燃烧器的顶部设置燃尽风（over fire air，OFA）喷口，或者在一次风通道中设置分配器弯头等，靠惯性分离把一次风分为浓淡两股煤粉气

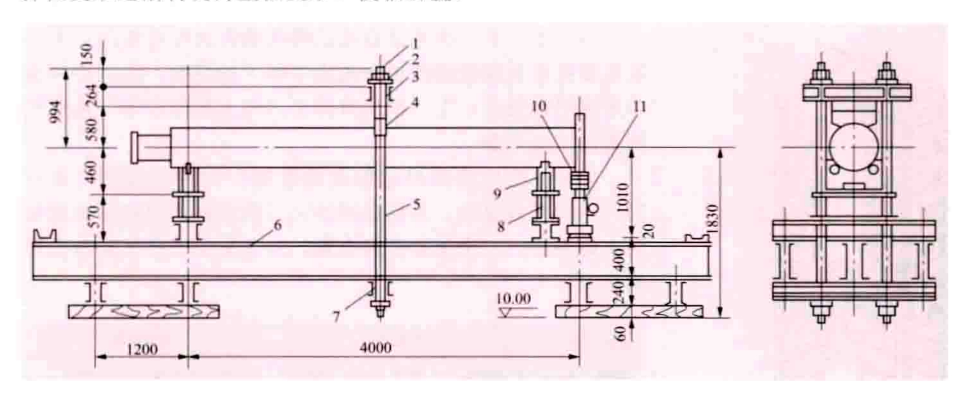
流，通过各自的喷口（PM 低 NO_x 燃烧器）射入炉膛（见低 NO_x 煤粉燃烧器）。

为了提高锅炉着火稳定性和低负荷运行特性，在直流式燃烧器的一次风喷口采取某些稳燃措施，如设置夹心风、钝体、浓淡装置等，以改善煤粉着火条件，提高燃烧稳定性，节省点火与助燃用油。

zhizhou

直轴　（shaft straightening）　对发生永久弯曲的汽轮机、给水泵等转动机械主轴进行矫正，使其伸直的工艺。

对弯曲的主轴矫直通常采用以下几种方法：①捻打法，通过人工捻打弯曲轴的凹面，使该部金属纤维伸长，把轴矫正过来；②机械加压法，利用螺旋加压机把弯曲轴的凸面向下压，使该部金属纤维压缩，把轴矫直；③局部加热法，加热弯曲的凸出侧，使该处金属纤维缩短，轴得到矫正；④局部加热加压法，在弯曲轴的凸侧加热的同时，对轴施加一机械力，阻止轴的热弯曲，使加热局部应力更易超过屈服极限；⑤内应力松弛法，即利用金属的高温松弛特性，在高温和外力作用下使原作用于主轴的内应力自行松弛和降低，并发生塑性变形的方法进行直轴。直轴台架简图见下图。轴的加热是在轴的最大弯曲部位的整个圆断面加热，温度保持在低于回火温度 30～50℃，并在轴的凸起部位加压，使轴产生一定的反向弯曲。在高温下大轴的内应力逐渐降低，同时弹性变形逐渐转变为塑性变形，使轴矫直。



直轴台架简图（单位：mm）

1—M80 螺帽；2—30mm 厚垫圈；3—上梁；4—垫块；5—M80 螺栓；6—底框；7—下梁；8—瓦座；9—滚珠支承；10—弧形垫；11—千斤顶

直轴方法的正确选用，应根据轴弯曲的部位、弯曲的大小及轴的直径、长度、材质等决定。捻打法和机械加压法只适用于直径不大，弯曲较小的轴；局部加热法和局部加热加压法虽然比前两种方法矫直的效果好，但轴矫直后，加热局部存在残余应力，易产生裂纹，并且稳定性较差，在运行中会弯曲；内应力松弛法比较安全可靠，矫直后的轴具有良好的稳定性，尤其适用于高合金钢的汽轮机整锻转子。

zhiliang chuandi

质量传递　（mass transfer）　混合物中某一组分从高浓度区域向低浓度区域的迁移过程，亦称传质。质量传递的推动势主要是浓度梯度。质量传递有分子扩散传质和对流传质两种形式。

分子扩散传质　分子扩散发生于各组分宏观地相对静止的多组分系统中。设有一垂直于浓度梯度的平面，由于分子运动的随机性，所以在穿越该平面的两个方向上均有分子流。不过，因为高浓度侧某一组分的分子数多于低浓度侧同一组分的分子数，因而总的效果是从高浓度区向低浓度区进行分子扩散。严格地讲，分子扩散只发生于固体和静止的流体中。

分子扩散服从斐克（Fick）定律。根据该定律，在具有 A、B 两种组分的二元混合物的分子扩散过程中，组分 A 的质量流密度 J_A 与其质量份额 m_A 的梯度成正比，即

$$J_A=-D_{AB}\rho \mathrm{grad}\ m_A$$

式中 ρ 是混合物的密度，$\rho=\rho_A+\rho_B$；D_{AB} 为扩散系数。

应当指出，质量流密度 J_A 是相对于以混合物的某个平均速度运动的坐标系而言的。相对于固定坐标系，组分 A 的质量流密度 N_A 应附加上混合物总质量流密度 N 的影响，即

$$N_A=J_A+Nm_A$$

除了浓度梯度这一推动势外，其他的势也会引起分子扩散。由温度梯度引起的扩散称为热扩散，又称为索瑞（Soret）效应。由压力梯度引起的扩散称为压力扩散。分子扩散还可能由除重力外其他的外力场引起，称为力场扩散。根据情况不同，这些扩散有时也应予以考虑和利用。

对流传质　在有宏观运动的混合物流体中，质量的传递一般主要是靠流体的对流作用。当流体流过固体或液体表面时，流体主流与界面处存在着浓度差，由此而引起的质量传递过程称为对流传质。很显然，对流传质除混合物成分外，与流体的物理性质和流动状况有密切关系，是很复杂的质量传递现象。在工程实用上，人们常仿效传热学中的牛顿冷却公式把对流传质表示为

$$J_A=h_D\ (\rho_{AW}-\rho_{A\infty})$$

式中 J_A 为组分 A 的质量流密度；h_D 为对流传质系数；ρ_{AW} 和 $\rho_{A\infty}$ 分别为分界面处组分 A 的质量浓度和远离界面的主流中组分 A 的质量浓度。

对于一些浓度比较低、质量流密度比较小的问题，热量传递和质量传递在数学描述上类似，因此对流传质系数和对流换热系数的准则关联式也有类似的形式。对于这类传质现象，准则关联式具有一般形式，即

$$Sh=f\ (Re,\ Sc)$$

其中 $Sh=\frac{h_D l}{D}$，称为宣乌特（Sherwood）数；$Sc=\nu/D$，称为施密特（Schmidt）数；l 和 ν 分别为特性尺寸和流体的运动黏度。

参考书目

章熙民，任泽霈，梅飞鸣．传热学．北京：中国建筑工业出版社，2007.

zhongguo huoli fadian

中国火力发电　（fossil-fired power generation in China）

中国火力发电经历了从无到有、从小到大、从大到优的漫长发展历程，概括起来包括两个发展时期：1949 年前和 1949 年后。每一时期的发展与国际火力发电技术发展和国

民经济状况密切相关，一定程度上反映了当时的国情。改革开放后，特别是进入21世纪以来，中国火力发电得到了快速发展，为国民经济平稳较快发展发挥了重大支撑作用。

整体概况 中国火力发电始于1882年在上海建立的中国第一座发电厂——坐落在上海大马路31号A（现南京东路江西路口），安装了一套蒸汽机驱动的发电机组［85lb/in^2（约586kPa）蒸汽压力的卧式锅炉，16hp（约11.9kW）的蒸汽机和800r/min、电压100V的直流发电机］，仅比世界第一座火力发电厂——法国巴黎北火车站电厂晚了12年。但中华人民共和国成立前，中国电力工业发展缓慢，到1949年火电装机容量仅有1685MW，占全部装机容量1850MW的91.2%。中华人民共和国成立后，电力工业发展迅速，至1980年，火电装机容量为45551MW，占总装机容量的69.2%；从20世纪80年代开始，中国火力发电以更快的速度发展，相继引进了300MW和600MW大型火力发电机组设计制造技术，300MW和600MW火力发电机组成为主力机组；到21世纪初，中国已经能够生产1000MW级火力发电机组。1985～2002年火电装机容量年均新增10000MW以上，2003年火电装机容量新增24000MW以上，2005～2012年火电装机新增容量分别为61879、92446、72252、46784、48218、55554、61710、51340MW。机组发电设备年利用小时数自1985年后持续保持在5000h左右。火电机组供电标准煤耗率逐年下降，2012年降到326g/（kW·h）。中国历年总装机容量、总发电量和火力发电装机容量、发电量和火电运行指标见表1，中国电力装机在华北、东北、华东、中南（包括华中和华南）、西南、西北地区的分布和发展情况见表2。

表1 1911～2012年总装机容量、总发电量和火力发电装机容量、发电量及火电运行指标

年份	年末装机容量			年发电量			火电运行指标	
	总容量(MW)	火电容量(MW)	火电比例(%)	总发电量(TW·h)	火电发电量(TW·h)	火电比例(%)	年利用小时(h)	供电标准煤耗率[g/(kW·h)]
1911	27	27	100					
1932	743	743	100	1.79	1.79	100	2409	
1936	1285	1283	99.9	3.76	3.75	99.9	2922	
1949	1850	1685	91.2	4.31	3.60	83.5	2135	
1950	1866	1701	91.2	4.55	3.77	82.9	2226	709
1960	11918	9978	83.7	59.42	52.01	87.5	6080	600
1970	23770	17535	73.8	115.86	95.40	82.3	6100	502
1980	65869	45551	69.2	300.63	242.42	80.6	5775	448
1985	87053	60638	69.7	410.69	318.32	77.5	5893	431
1990	137890	101845	73.9	621.32	494.97	79.7	5105	427
1995	217224	162940	75.0	1006.9	807.4	80.2	5454	412
2000	319320	237540	74.4	1368.5	1107.9	81.0	4848	392
2005	517185	391376	75.7	2474.7	2018.0	81.6	5876	370
2010	962190	706630	73.4	4288.0	3414.5	80.8	5031	333
2011	1062530	768340	72.3	4730.6	3900.3	82.4	5305	330
2012	1146760	819680	71.5	4986.5	3925.5	78.7	4982	326

注：香港、澳门特别行政区和台湾省的有关数据参见本条目的附录，本表数据中未计入。

表2 各地区电力装机的分布和发展情况

地区	1936年			1949年			1980年			1990年
	装机容量(MW)	占全国比例(%)	火电装机容量(MW)	装机容量(MW)	占全国比例(%)	火电装机容量(MW)	装机容量(MW)	占全国比例(%)	火电装机容量(MW)	装机容量(MW)
华北	172	13.4	172	343	18.5	343	10270	15.6	9620	20887
东北	412	32.1	412	680	36.8	523	9926	15.1	8085	19472
华东	535	41.5	53.5	596	32.2	596	17945	27.2	13775	41339
中南	157	12.2	157	147	8.0	147	14454	22.0	7607	31193
西南	7	0.6	5	69	3.7	63	7194	10.9	3309	13833
西北	2	0.2	2	14	0.8	14	6080	9.2	3155	11176
合计	1285	100	1283	1850	100	1685	65869	100	45551	137890

地区	1990年		2000年			2005年			2010年		
	占全国比例(%)	火电装机容量(MW)	装机容量(MW)	占全国比例(%)	火电装机容量(MW)	装机容量(MW)	占全国比例(%)	火电装机容量(MW)	装机容量(MW)	占全国比例(%)	火电装机容量(MW)
华北	15.2	19929	67000.0	23.9	63721.5	11470.7	22.2	11114.4	23077.0	23.9	20883.0
东北	14.1	15914	34576.3	7.5	28856.3	4017.9	7.8	3393.4	7228.0	7.5	5838.0
华东	30.0	35114	67109.9	21.2	55700.7	12368.8	23.9	10415.5	20455.0	21.2	17271.0
华中	22.6	18113	68859.6	20.9	39899.4	10882.2	21.0	6018.0	20153.0	20.9	11368.0
南方	10.0	6572	57100.0	17.6	33686.2	9083.3	17.6	5603.3	17052.0	17.6	9509.0
西北	8.1	6203	24646.4	9.0	15835.4	3895.7	7.5	2592.9	8676.0	9.0	6097.0
合计	100	10184.5	319320.9	100	23754.0	51718.5	100	39137.6	96641.0	100	70967.0

注：1. 1990年及以前，中南地区包括河南、湖北、湖南、广东、广西、海南；华东地区包括上海、江苏、浙江、安徽、山东、福建、江西。
2. 2000年及以后，华北地区包括北京、天津、河北、山西、内蒙古、山东；华中地区包括河南、湖南、湖北、江西、四川、重庆、西藏；华东地区包括上海、江苏、浙江、安徽、福建；南方地区包括云南、贵州、广东、广西、海南。

1949年前发展概况 1887年在上海建立的中国第一座火力发电厂，采用16hp（11.9kW）蒸汽机带动发电机供照明用电。随后在沿海各大城市陆续建立发电厂，到1911年时已建成61座火电厂，总容量27MW，到1932年全国总装机容量为743MW。1937～1945年间，中国沿长江及沿海各省电厂多受破坏，东北三省地区火力发电虽有较快发展（到1945年装机总容量达1782MW，其中火力发电为1183.5MW），但其后约有总容量达1100MW的发电设备被进驻的苏联军队拆走，余下的发电设备在战争中也受到了不同程度的破坏。到1949年全国发电厂装机容量为1850MW，其中火力发电为1685MW，占91.2%；全国发电量4.31TW·h，其中火力发电3.60TW·h，占83.5%。装机总容量居世界第21位，发电量居世界第25位。

火力发电厂技术装备多为进口。截至1949年，中国最大火电机组为抚顺发电厂、石景山发电厂和杨树浦发电厂的25MW中压机组，高压机组只有杨树浦发电厂的一台15MW前置式背压机组和一台蒸发量为180t/h的高压锅炉。中国制造的火力发电机组只有1943年由昆明中央机器厂引进瑞士技术合作制成的2台2000kW汽轮发电机组和配套的12t/h锅炉，分别于1944年和1945年在四川泸县电厂和云南马街子发电所建成发电。

1949年后发展概况 1949年中华人民共和国成立后，火力发电的发展可分为四个阶段：1949～1959年为第一阶段，1960～1978年为自主发展的第二阶段，1979～1999年为改革开放大发展的第三阶段，进入21世纪后优化火电结构为第四阶段。

第一阶段（1949～1959年） 经过三年恢复，从1953年“一五”计划实施起，中国火力发电开始发展。这一时期中国在苏联和东欧各国的帮助下建设了一批火力发电厂，最大机组为容量100MW的高压（8.83MPa/535℃）火力发电机组；在北京、吉林、成都、兰州、乌鲁木齐等地建设了一批热电联产电厂。从1956年开始，中国自主制造的6、12、25、50MW中压（3.43MPa/435℃）和高压（8.83MPa/535℃）火力发电机组相继投入运行。

第二阶段（1960～1978年） 由于国际和国内形势的变化，中国火力发电进入自主发展时期。这一时期，中国自主制造的高压100MW机组开始批量投产，还研制了超高压125MW（12.75MPa/535℃/535℃）、超高压200MW（12.75MPa/535℃/535℃）和亚临界300MW（16.18MPa/535℃/535℃）汽轮发电机组，先后于1964、1969、1972年和1974年在高井发电厂、吴泾热电厂、朝阳发电厂和望亭发电厂投入运行。20世纪70年代电力行业提出了“大电网需要大机组”的要求，为加快发展大机组，中国在自主发展火电机组的同时，从日本、法国、意大利和苏联进口了10台200～320MW机组，分别安装在陡河发电厂、元宝山发电厂、大港发电厂和清河发电厂，从英国、美国和法国进口了20台燃气轮机发电机组，共约300MW。

1973年中国发布了《工业“三废”排放试行标准》和其他环境保护规定，对燃煤火力发电的烟气、灰渣、废水的排放加强了控制，推广水膜式除尘器，研制静电除尘器，加强了灰渣综合利用。在煤炭燃烧技术方面进行了常压流化床锅炉的研制，在120t/h及以下锅炉燃用低质煤方面取得成功。

第三阶段（1979～1999年） 中国实施改革开放政策，进行现代化建设，火电建设得到较快发展。这一时期，火电行业开始学习、消化和吸收国外先进火力发电技术。

1980年，中国引进300、600MW大型火电机组设计、制造技术。从美国引进技术在国内生产的首台300MW和首台600MW汽轮发电机组（16.6MPa/537℃/537℃）和配套的控制循环1025t/h和2008t/h锅炉于1987年和1989年分别在石横发电厂和平圩发电厂投入运行。随后开始形成300、600MW大型火电机组批量生产能力。

为提高火电机组的效率并补充国内生产能力的不足，中国从20世纪80年代末期开始，进口了一批大容量超临界燃煤火电机组。从ABB公司进口的华能石洞口二厂的2×600MW超临界机组于1992年投运，蒸汽参数为24.2MPa/538℃/566℃；从苏联进口的南京电厂2×320MW超临界机组、营口电厂2×320MW超临界机组、盘山电厂2×500MW超临界机组、伊敏电厂2×500MW超临界机组、绥中电厂2×800MW超临界机组分别于1994、1996、1996、1999、2000年投运，这些机组蒸汽参数均为25MPa/545℃/545℃；从日本三菱公司进口的后石电厂2×600MW超临界机组，蒸汽参数为25.4MPa/542℃/568℃。在汕头、重庆、深圳还建设了100MW级的国产燃气-蒸汽联合循环发电机组。

1992年中国发布了GB 13223—1991《燃煤电厂大气污染物排放标准》，新建和扩建燃煤火力发电厂在可行性研究阶段均要进行环境影响评价，新建电厂普遍设置了除尘效率98%以上的静电除尘器。干式石灰粉旋转喷雾烟气脱硫装置试验成功，引进日本三菱公司的石灰石—石膏湿法烟气脱硫装置在珞璜电厂360MW机组上投入运行，引进芬兰奥斯龙公司的410t/h循环流化床锅炉在内江电厂投入运行，中国的烟气脱硫和洁净煤燃烧技术开始起步。1996年中国修订了该标准，以GB 13223—1996《火电厂大气污染物排放标准》代替原标准，增加了对SO_2的排放浓度限制并提出了NO_x浓度限制。

实施改革开放，促进经济建设，使中国的电力生产能力大幅度提升。从1978年实施改革开放到1999年，中国发电装机容量和发电量先后超越法国、英国、加拿大、德国、俄罗斯和日本，居世界第2位。1987年发电装机容量突破1亿kW，1995年超过2亿kW，1999年时已接近3亿kW。在装机容量不断增加的条件下，中国的发电量也大幅度增长，从1978年的2566亿kW·h增加到1999年的12 331亿kW·h。

第四阶段（2000年以后） 迈入21世纪，中国火电进入结构优化发展阶段，火电机组向着大容量、高参数、环保型方向发展，自主化600MW超临界火电机组和1000MW超超临界火电机组批量投产，火力发电技术应用达到国际先进水平。

火电机组新增容量中大容量机组比重不断提高。2012年中国新投产单机容量300MW及以上火电机组79台、44 560MW，占全部新投产火电机组容量的87.6%，其中新增百万千瓦超超临界燃煤火电机组16台。到2012年底，中国发电机组装机容量达到1 146 760MW，其中火电为

819 680MW；发电量达 49 865 亿 kW·h，其中火电 39 255 亿 kW·h。火力发电的能源利用效率不断提高，火力发电机组的年平均供电煤耗率 2012 年下降到 326g/（kW·h）。国家提出了“上大压小”的火电建设政策，在建设大容量、高参数、低消耗、少排放机组的同时，相应地关停一部分小火电机组。鼓励发展热电联产，在大中城市建设 300MW 等级的热电机组，在工业园区鼓励建设背压机组。

通过技贸结合，中国从法国阿尔斯通公司引进循环流化床（CFB）锅炉的制造和锅炉岛设计技术，国内生产的首台 300MW 循环流化床机组于 2006 年 4 月在四川白马发电厂建成投产。通过自主研发，具有自主知识产权的 300MW 级循环流化床机组于 2007 年底在江西分宜建成投产。为了进一步提高循环流化床的效率，中国于 2011 年核准建设 600MW 超临界循环流化床锅炉示范工程，2013 年 4 月投产。通过通辽发电厂三期 600MW 大型直接空冷系统国产化示范工程的建设和投产，中国已经掌握大型直接空冷系统关键设计技术。灵武发电厂 1000MW 超超临界直接空冷机组在 2010 年投运。自主知识产权的 250MW 级 IGCC 示范工程于 2009 年核准建设，2012 年 12 月投产。通过引进、消化，中国已经具有自主研制 300～1000MW 火电机组分散控制系统的能力，并在一批火电机组上应用。

2003 年中国颁布了 GB 13223—2003《火电厂大气污染物排放标准》，代替 GB 13223—1996《火电厂大气污染物排放标准》，调整了大气污染物（烟尘、SO_2、NO_x）排放浓度限值，明确新建和扩建燃煤火电机组需同步建设烟气脱硫装置，预留脱硝装置的空间，扩建机组的同时需对老机组进行脱硫改造。2011 年中国颁布了 GB 13223—2011《火电厂大气污染物排放标准》，该标准对 2003 年版标准中大气污染物（烟尘、SO_2、NO_x）排放浓度限值进行了调整，提出了更高的要求，还首次提出了汞的排放浓度限值。按该标准的要求，新建和扩建燃煤火电机组需同步建设烟气脱硫和脱硝装置，老机组到 2014 年需按此标准改造完成。

表 3 给出了中国历年累计装设的 100MW 及以上火电机组台数；表 4 给出了 2012 年底中国装机容量达到 3000MW 及以上火力发电厂。

表 3　历年累计装设的 100MW 及以上火电机组台数

年份	单机容量（MW）				
	100～199	200～299	300～399	500～899	900～1000
1960	4				
1970	14				
1980	109	17	6		
1990	188	117	33	2	
1995	245	178	105	10	
2000	317	198	232	33	
2005	465	208	397	83	2
2010	345	229	703	364	32
2011	318	220	764	419	42
2012	332	234	806	440	58

表 4　装机容量 3000MW 及以上火力发电厂

序号	电厂名称	省市区	装机容量（MW）	构成［台数×容量（MW）］
1	托克托发电厂	内蒙古	5400	2×300+8×600
2	嘉兴发电厂	浙江	5030	1×300+1×330+4×600+2×1000
3	北仑发电厂	浙江	5000	5×600+2×1000
4	台山发电厂	广东	5000	5×600+2×1000
5	外高桥发电厂	上海	5000	4×300+2×900+2×1000
6	邹县发电厂	山东	4540	4×335+2×600+2×1000
7	宁海发电厂	浙江	4400	4×600+2×1000
8	沁北发电厂	河南	4400	4×600+2×1000
9	后石发电厂	福建	4200	7×600
10	玉环发电厂	浙江	4000	4×1000
11	谏壁发电厂	江苏	3980	6×330+2×1000
12	上都发电厂	内蒙古	3720	4×600+2×660
13	绥中发电厂	辽宁	3600	2×800+2×1000
14	伊敏发电厂	内蒙古	3400	2×500+4×600
15	灵武发电厂	宁夏	3320	2×600+2×1060
16	彭城发电厂	江苏	3240	2×300+2×320+2×1000
17	三百门发电厂	广东	3200	2×600+2×1000
18	达拉特发电厂	内蒙古	3180	6×330+2×600
19	海门发电厂	广东	3108	3×1036

香港特别行政区火力发电　包括南丫发电厂和青山发电有限公司下属的青山发电厂、龙鼓滩发电厂及竹篙湾燃气轮机发电厂，分别由香港电灯有限公司和中华电力有限公司运营。2010 年香港和澳门特别行政区火电装机容量和火力发电量见表 5。

表 5　香港和澳门特别行政区 2010 年火电装机容量和火力发电量

地区	火电装机容量构成（MW）					火电装机总容量（MW）	火力发电量（TW·h）
	燃煤机组	燃油机组	燃气轮机	联合循环	柴油机		
香港	6608	—	855	3180	—	10 643	38.29
澳门	—	40	30.2	136.4	269	475.6	0.93

香港电灯有限公司　成立于 1890 年，其供电范围为香港岛及南丫岛，所有电力均由南丫发电厂生产。南丫发电厂火力发电装机容量为 3735MW，包括 8 台燃煤发电机组、5 台燃气轮机发电机组和 2 台燃气-蒸汽联合循环发电机组。一期工程包括 3 台 250MW 燃煤发电机组，于 1984 年投产；二期工程包括 3 台 350MW 燃煤发电机组，1 台 55MW 及 6 台 125MW 燃气轮机发电机组，于 1991 年投产；三期工程包括 2 台 350MW 燃煤发电机组，于 1997 年投产；2002 年，将原有 2 台 125MW 燃气轮机改装为 345MW 联合循环发电机组；2006 年，新建 1 台 335MW 燃气-蒸汽联合循环发电机组。

中华电力有限公司　成立于 1901 年，其供电范围为九龙、新界，以及大屿山、长州等附属岛屿。中华电力有限公司负责运营青山发电厂、龙鼓滩发电厂及竹篙湾燃气轮机发电厂，由青山发电有限公司投资建设，三家发电厂的总装机容量为 6908MW。青山发电有限公司原是埃克森美孚能源有限公司（占股 60%）及中华电力有限公司（占股 40%）组成的合营公司，2013 年 11 月 19 日，南方电网国际香港公司联合中华电力有限公司，与埃克森美孚能源有限公司签署

了协议，收购其持有的青山发电有限公司 60%的股权。收购完成后，中华电力有限公司持有青山发电有限公司 70%的股权，南方电网国际香港公司持 30%的股权。位于新界的龙鼓滩发电厂在 1996～2006 年分阶段投产，包括 8 台 312.5MW 燃气-蒸汽联合循环机组；位于新界的青山发电厂在 20 世纪 80 年代建成，包括 4 台 350MW 和 4 台 677MW 燃煤发电机组；位于大屿山东部的竹篙湾燃气轮机发电厂在 1992 年投产，包括 3 台 100MW 柴油发电机组。

澳门特别行政区火力发电 包括澳门发电厂、路环发电 A 厂及 B 厂，总装机容量为 472MW，由澳门电力有限公司负责运营。澳门 2010 年火电装机容量构成和火力发电量见附表 1。

澳门电力有限公司成立于 1906 年，负责供电给澳门半岛和凼仔、路环两岛。澳门发电厂位于澳门半岛，总装机容量 64.2MW，包括 4 台中速柴油发电机组（共 34MW）和 2 台 15.1MW 燃气轮机发电机组，1983 投产；路环发电 A 厂位于路环岛，总装机容量 271.4MW，包括 2 台 20MW 燃油蒸汽发电机组和 6 台低速柴油机发电机组（共 235MW），于 1978～1996 年分阶段投产；路环发电 B 厂装机容量 136.4MW，为燃气-蒸汽联合循环机组，2003 年投产。

台湾省火力发电 台湾火力发电始于 1888 年，初期安装小型燃煤蒸汽发电机，以供应照明。1945 年，台湾发电总装机容量 275MW，其中火力发电为 54MW，因受战争破坏，可用发电容量仅为 33MW。

1946 年台湾电力公司成立，在 1950 年前，其主要负责恢复原有火电厂的发电能力；1950～1965 年，火力发电开始快速增长，南部发电厂、深澳发电厂分别建成 125MW 汽轮发电机组。从 1962 年起，火力发电量首度超过水力发电。1966 年火电装机容量增加到 757MW。

1965 年以后，台湾工业迅速起飞，用电量剧增，台湾开始开发大容量、高效率火电机组，到 1977 年，火力发电装机容量增长到 5019MW，占总装机容量的 71.5%。林口发电厂、大林发电厂、协和发电厂相继安装了 300、500MW 燃油汽轮发电机组，林口发电厂和大林发电厂同时安装了 4 台 71.2MW 和 4 台 61.9MW 燃气轮机发电机组。

1975 年以后，为应对两次石油危机，台湾积极开展核能发电，同时继续引进大容量、高效率火力发电机组，并将若干燃油机组改造为燃煤机组，大幅减少对燃油的需求。同期还建设了兴达发电厂、台中发电厂。通霄发电厂还增装了 3 台 300MW 级燃气-蒸汽联合循环机组。至 1985 年，台湾火电装机容量达 8337MW。

1985 年以后，台湾除建设大型燃煤火电机组外，更加注重效率的提高。南部发电厂、通霄发电厂、兴达发电厂均加装了燃用天然气的燃气-蒸汽联合循环机组。2010 年建成的大潭火力发电厂共有 6 套燃气-蒸汽联合循环机组，总装机容量为 4384MW。

1990 年起，台湾开始开放民间办电，以加速电源建设。1995 年 1、8 月及 1999 年 1 月分三阶段开放，共计有 15 家独立发电商（IPP）获准筹设，实际完成 9 家。到 2010 年，台湾独立发电商拥有的火电装机容量为 7707MW。

台湾本岛火力发电的燃料为煤、油及天然气，其中以燃煤及燃油的蒸汽动力发电机组为主，以燃天然气的燃气-蒸汽联合循环机组为辅；澎湖及金门地区则以燃油的柴油发电机组为主。2010 年，台湾火电装机容量 30 717MW，占发电总装机容量的 75.1%，火电发电量 2073.85 亿 kW，占总发电量的 76.7%；火力发电效率达到 42.52%，其中燃煤蒸汽动力发电机组效率为 39.78%，燃气-蒸汽联合循环机组效率为 50.03%。

台湾历年发电总装机容量及火力发电装机容量见表 6，台湾电力公司所属主要火力发电厂概况见表 7。

表 6 台湾历年发电总装机容量及火力发电装机容量

年份	发电总装机容量（MW）	火电装机容量（MW）	火电比重（%）
1945	275	54	19.6
1949	276	55	19.9
1966	1475	757	51.3
1970	2720	1820	66.9
1977	7020	5019	71.5
1980	9056	6398	70.6
1985	15 970	8337	52.2
1990	16 883	9177	54.4
1995	21 898	12 571	57.4
2000	29 634	20 069	67.7
2005	36 123	26 448	73.2
2010	40 912	30 717	75.1

表 7 台湾电力公司所属火力发电厂概况

电厂名称	装机容量[单机容量（MW）×台数]	机组型式	燃料
南部发电厂	288.8×3	燃气-蒸汽联合循环	气
	251.4×1	燃气-蒸汽联合循环	气
通霄发电厂	258.5×2	燃气-蒸汽联合循环	气
	246.8×1	燃气-蒸汽联合循环	气
	358×1	燃气-蒸汽联合循环	气
	372×1	燃气-蒸汽联合循环	气
	312.55×1	燃气-蒸汽联合循环	气
林口发电厂	300×2	汽轮机	煤
	150×2	燃气轮机	气
大林发电厂	300×2	汽轮机	煤
	375×2	汽轮机	油
	500×1	汽轮机	气
	550×1	汽轮机	气
协和发电厂	500×4	汽轮机	油
兴达发电厂	500×2	汽轮机	煤
	550×2	汽轮机	煤
	445.19×5	燃气-蒸汽联合循环	气
台中发电厂	550×10	汽轮机	煤
	70×4	燃气轮机	气
大潭发电厂	742.7×2	燃气-蒸汽联合循环	气
	724.7×4	燃气-蒸汽联合循环	气
尖山发电厂	10.443×4	柴油机	油
	11×8	柴油机	油
塔山发电厂	7.9×4	柴油机	油
	8.25×4	柴油机	油
	3.168×2	柴油机	油
	3.488×3	柴油机	油
	3.512×1	柴油机	油
	1.54×2	柴油机	油
	1.0×3	柴油机	油

为满足台湾未来用电增长需求，台湾电力公司正在规划建设一批超临界燃煤火电机组。包括：深澳火力发电厂改扩建项目，建设2台800MW超临界燃煤机组，先拆后建，计划2014年投产；彰工火力发电厂新建项目，建设2台800MW超临界燃煤机组，计划2018年投产；林口火力发电厂改扩建项目，建设3台800MW超临界燃煤机组，拆除原有2台燃煤机组，计划2015～2020年投产；大林火力发电厂改扩建项目，建设4台800MW超临界燃煤机组，拆除退役燃煤机组，计划2014～2020年投产。

zhongjian zaire qilunji

中间再热汽轮机 (reheating steam turbine) 主蒸汽在高压缸做功后，返回锅炉再热器中再加热，然后进入中压缸和低压缸内继续做功的汽轮机。采用中间再热可降低汽轮机热耗率和提高汽轮发电机组热效率，又可减轻湿蒸汽对低压缸末两级的冲蚀（见再热循环），广泛用于100MW以上的汽轮机。

蒸汽在汽轮机中膨胀做功的中途抽出送回锅炉再行加热一次，称为一次中间再热；若在两种不同的中间压力下抽出再行加热则称二次中间再热。一次中间再热一般可使汽轮机热耗率降低5%，而第二次中间再热还可使汽轮机热耗率再降低2%左右。随着超超临界压力机组的发展，采用二次中间再热可进一步提高汽轮发电机组热效率。

蒸汽从高压缸排出送回锅炉再热后进入中压缸，在再热器和相应的蒸汽管道内会有大量蒸汽积蓄，机组甩负荷时易使汽轮机超速，在进行功率调节时会有很大的时滞，为此在再热蒸汽进入中压缸前须经过中压截止阀和中压调节汽阀控制，以改善汽轮机的调节性能。

zhongsu momeiji

中速磨煤机 (medium speed mill) 利用碾磨件在一定压力下做相对运动时碾磨表面对煤的挤压作用来磨制煤粉的机械设备。中速磨煤机转速介于低速磨煤机和高速磨煤机之间，一般立轴转数为22～107r/min。磨煤机尺寸大时，立轴转数低，以维持恒定的磨盘外缘的线速度（约3～4m/s）。在中速磨煤机中，磨盘在立轴带动下中速转动，煤进入磨盘并由磨盘、磨辊（或钢球）两个碾磨件通过相对运动碾磨，主要是被压碎，由于碾磨件的相对滑动，也有部分研碎作用。为加大对煤层的压力，除靠磨辊（或钢球）的自重外，主要靠装有弹簧或液压缸的加载装置对碾磨件施压。

中速磨煤机的上部装有粗粉分离器，与下部碾磨区构成一个整体，安装在统一的密封壳体内。热空气由碾磨区下方经设在周边的进风环送入磨煤机，并在碾磨区将煤干燥，同时又将研磨过的煤粉送入粗粉分离器，合格的煤粉被气流携带送往锅炉燃烧器，粗粉再返回碾磨区重复碾磨。

中速磨煤机上部的粗粉分离器型式有离心挡板式、旋转式和组合式（即离心挡板和旋转式组合）几种。组合式粗粉分离器是近年发展起来的，它能获得较好的煤粉均匀性。

中速磨煤机按碾磨件形状可分为辊式和球式两类。属辊式的有MPS型、MBF型（MPS和RP的混合型）、ZGM型、MPS-HP-Ⅱ型（高加载力MPS型）轮式磨煤机，RP型、HP型（RP的改进型）、SM型（德产RP型）、IHI-VS型（日产RP型）碗式磨煤机及LM型平盘式磨煤机；属球式的是E型（或ZQM型）球式磨煤机。几种磨煤机的结构示于图1～图7。

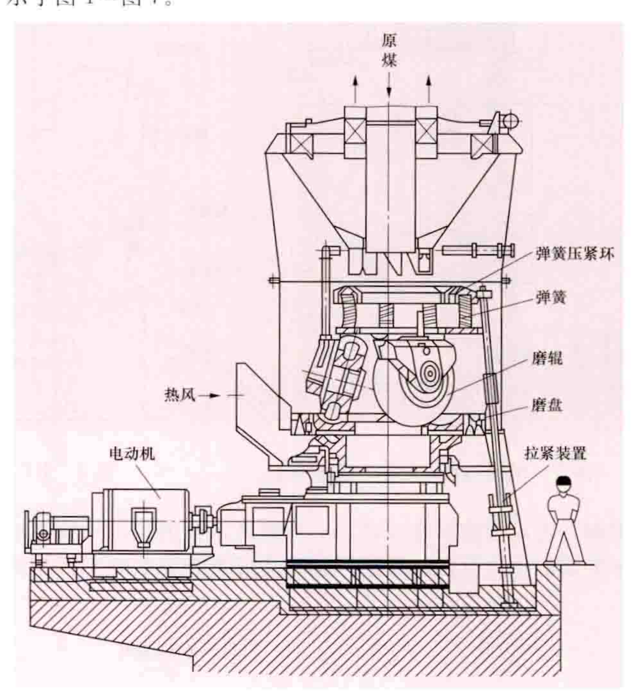


图1 MPS轮式磨煤机

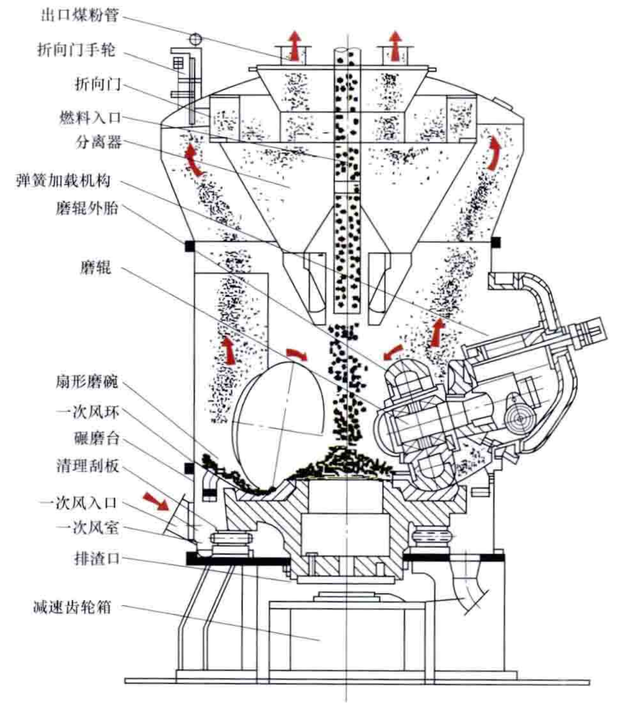


图2 MBF轮式磨煤机

中速磨煤机具有结构紧凑、占地少、金属磨耗量低（约10～50g/t煤）、噪声小、密封性能好、适用于正压运行、电耗低（约为筒式磨煤机的50%～75%）等优点。煤粉细度R_{90}可在10%～35%范围调整。其缺点是由于金属耐温的

图 3　MPS-HP-Ⅱ型轮式磨煤机

图 4　RP 型碗式磨煤机

图 5　HP 型碗式磨煤机

限制，进风温度不宜太高，不易磨高水分的煤，一般多用于磨制磨损性不强的烟煤，也可以用来磨制水分不太高的褐煤；另外设备结构复杂，运行维护要求严格，运行中需不断排出石子煤，制粉系统设计时应考虑相应可靠的输送装置。

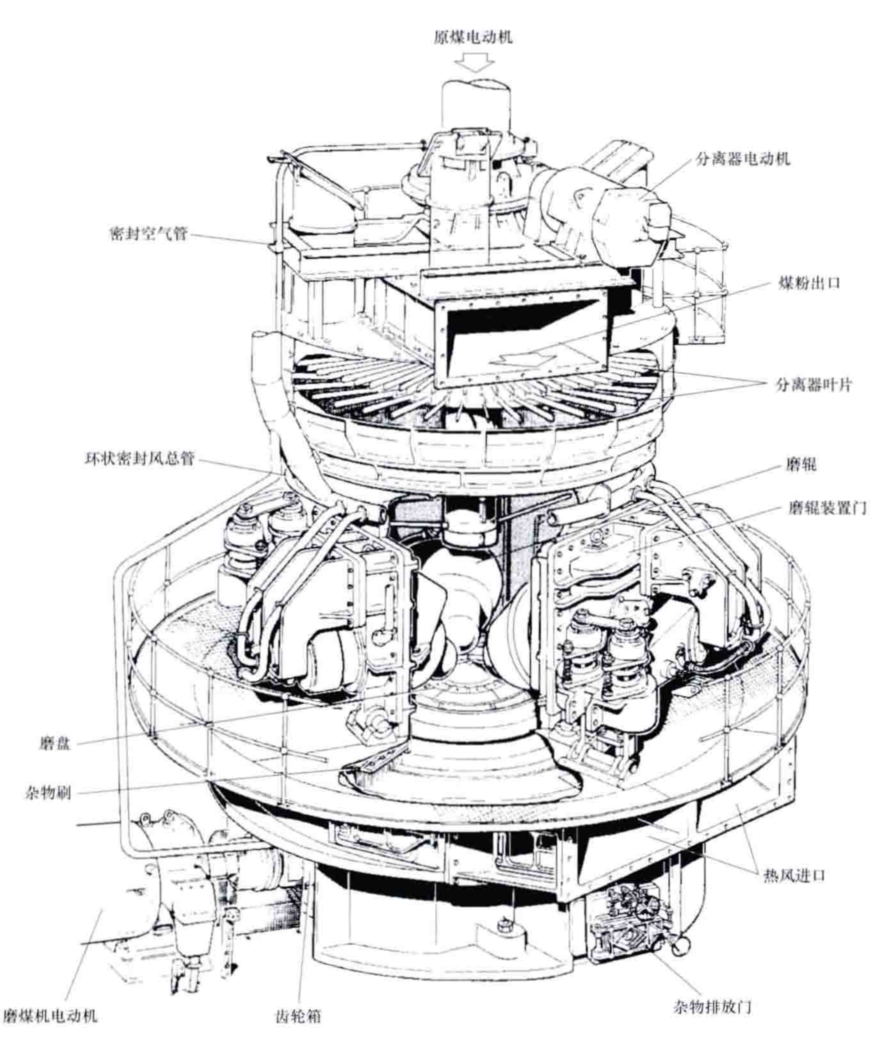


图 6　LM 型平盘式磨煤机

几种中速磨煤机各有特点。MPS 型磨煤机因辊轮大、煤的咬合性好，对煤种的适应性、磨辊寿命、磨煤电耗等方面较 RP（HP）型磨煤机强。RP 型磨煤机在运行中暴露了结构设计方面的许多问题，制造厂做了许多改进，主要包括：将辊子直径放大，宽度减少以减轻不均匀磨损；将减速箱原蜗轮蜗杆传动改为齿轮减速，以使减速箱可以自由拉出；将原液压加载改为弹簧加载以减少液压加载系统中的泄漏问题；风环结构也由原斜叶片和缝隙组合式改为全斜叶片式。经过改进后 RP 型磨煤机更名为 HP 型磨煤机，其磨损件寿命增加 1/3，机械方面故障率减少，性能得到较大改进。MBF 型磨煤机则综合了 MPS 型和 HP 型磨煤机的优点。LM 型平盘式磨煤机的电耗在几种中速磨煤机中最低，但碾磨件寿命较短。E 型磨煤机碾磨件寿命最长，且在整个寿命期内出力恒定，但结构较复杂，上压紧环易脆裂，磨煤机阻力和电耗也较高。

中速磨煤机的碾磨件采用镍硬铸铁、高铬铸铁（MPS 型和 E 型）及堆焊硬质合金（HP 型）等耐磨材料。采用耐磨材料后 MPS 型磨煤机和 HP 型磨煤机寿命几乎相当。在磨制中国大同煤时，MPS 型、HP 型磨煤机寿命可达 11 000h，E 型磨煤机寿命可达 14 000h左右。

锅炉点火起动前，当凝汽器真空建立时，高压缸抽真空阀关闭，高压缸暖缸阀开启。随着锅炉升温升压，蒸汽通过高压旁路向再热器系统进汽，并同时倒入高压缸进行暖缸，直至高压内缸金属温度达到所要求的温度时，暖缸结束，高压缸暖缸阀关闭，高压缸抽真空阀开启。当再热蒸汽参数符合汽轮机冲转条件时进行中压缸冲转，直至达到一定转速（2300～2500r/min）或负荷（5%～15%额定负荷）后，再切换到高中压缸联合进汽方式。中压缸起动具有以下特点：①防止再热器干烧；②起动过程易于控制，主蒸汽和再热蒸汽温度与汽轮机转子、汽缸的温度容易匹配，机组各部件加热均匀，可以减少起动过程中汽缸和转子的热应力；③可节省起动费用，设备寿命损耗小，整体经济性较好。根据国内有关电厂的实践经验，对高压缸进行暖缸，可以提高高压缸金属温度，使汽轮发电机并网后，在较短的时间内就能带满负荷。但中压缸起动机组对旁路配置、热工逻辑保护、操作控制要求高，需要配置高压缸排汽通风系统及高压缸预暖系统，投资相对较大。

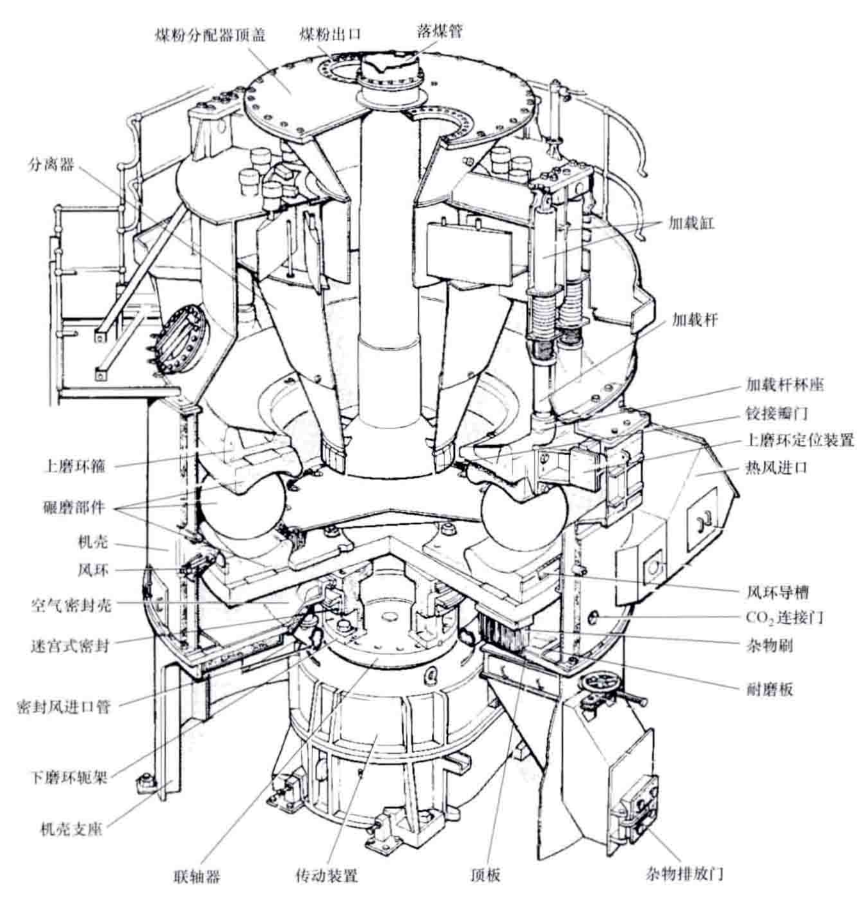


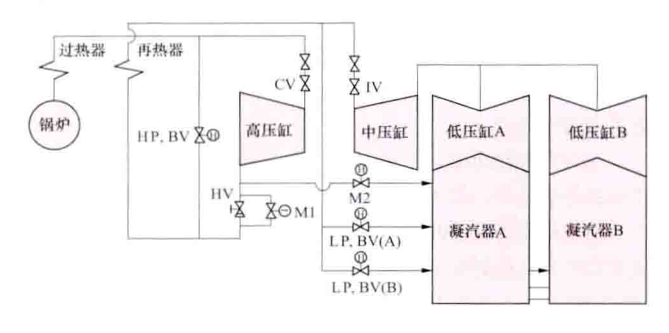
图7 E型球式磨煤机

zhongxingshui chuli

中性水处理 （neutral water treatment，NWT） 见加氧处理。

zhongyagang qidong

中压缸起动 （start-up by means of IP turbine） 起动时蒸汽不经高压缸，再热蒸汽直接进入汽轮机中压缸推动汽轮机转子，将汽轮机冲转。为实现中压缸起动，其热力系统设计上与常规机组略有不同，汽轮机必须配置高、低压旁路系统，并增设高压缸暖缸阀和高压缸抽真空阀。其典型热力系统见下图。



中压缸起动系统配置

M1—高压缸暖缸阀；M2—高压缸抽真空阀；CV—高压调节汽阀；IV—中压调节汽阀；HP．BV—高压旁路阀；LP．BV—低压旁路阀；HV—高压排汽缸止回阀

zhongya lianhe qifa

中压联合汽阀 （intercept valve） 见自动主汽阀。

zhoucheng hejin

轴承合金 （bearing alloy） 滑动轴承中与轴颈相配的轴瓦用的低熔点合金，起减摩作用，又称轴瓦合金。在工作时轴瓦与轴颈间形成楔形油膜将轴颈托起。轴承合金的组织一般是由硬的质点均匀分布在软的基体中，硬质点起支承轴的作用，软基体具有防止与轴颈黏附的摩擦相容性、补偿滑动表面初始配合不良的顺应性、容许硬质颗粒嵌入以减轻轴颈刮伤的嵌入性。轴承合金还要求有一定的抗压强度与抗疲劳强度，以及相应的耐磨性、导热性、耐腐蚀性、加工工艺性和价格低廉等特点。

常用轴承合金有巴氏合金（即巴比特合金）和铜合金等。巴氏合金有锡基和铅基等不同类型。锡基巴氏合金是一种性能良好、使用历史悠久的轴承合金，如ZChSnSb11-6，主要成分为Sn、Sb、Cu，价格较高，用于高速重载的重要轴承和大型轴承，常用于汽轮发电机轴瓦。铅基巴氏合金如ZChPbSb17-1，主要成分为Pb、Sb、Cu，性能不如锡基巴氏合金好，但价廉，应用较广，适用于中速、中载且荷载比较稳定的轴承。铜合金有含Sn、Pb的锡青铜，如ZQSn10-1，适用于中速、重载或受冲击荷载的轴承；含Sn、Zn、Pb的锡青铜，如ZQSn6-6-3，适用于中速中荷载的轴承。铅青铜适用于速度较高，受冲击荷载的轴承，例如ZQPb30。铝

青铜适用于低速重载轴承。铝基合金抗压和抗疲劳强度较高，导热性和耐腐蚀性好，用于内燃机和空气压缩机轴承。

zhou (cheng) zhendong jianshiqi

轴（承）振动监视器 (shaft/bearing vibration monitor) 汽轮机监视仪表系统中监视主轴或轴承振动的装置。汽轮发电机组是多轴相连（构成轴系）的高速旋转机械（见汽轮发电机组轴系），振动的大小反映转子动平衡、轴系对中、轴承润滑以及轴系稳定性等方面的问题；另外，运行机组的异常情况或事故先兆，也会从机组振动变化中反映出来。因此轴承振动和轴振动是汽轮机起、停和运行中的主要监视参数。（见机组振动）

传感器 汽轮机振动的基本波型是正弦波，测量振动的振幅（位移）、速度和加速度都可获得振动信号。基于这个原理，振动传感器可分为测量振动速度的电磁式、测量振幅的涡流线圈式和测量振动加速度的压电晶体式三种。这些传感器的输出信号经过处理均能直观反映振动的频率、振幅和波形等特性，如与键相器（指示转子凹槽位置作为相位参照基准）配合还可测出振动的相位。

电磁式 如图1所示，测量线圈2由弹簧3、4支持，置于永久磁铁1形成的磁场间。传感器固定在被测轴承上，永久磁铁1随轴承振动，因振动频率远高于测量线圈1的自振频率，使线圈几乎处于绝对静止状态，于是线圈与磁场形成相对运动使线圈中产生与振动的频率、波形相一致并与振幅成比例的感应电压信号。

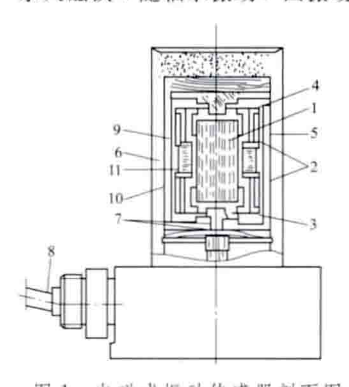


图1 电磁式振动传感器剖面图
1—永久磁铁；2—测量线圈；3、4—弹簧片；5—测量元件壳体；6—外壳；7—输出导线；8—屏蔽电缆；9、10—限位器；11—保护气体（氮）

涡流线圈式 这种传感器的探头可置于接近被探测的金属物表面，形成数毫米的空气间隙，探头端有线圈与其他电气元件组成振荡回路，使线圈中有高频电流通过，并在被探测物表面感应产生涡流。涡流的大小与空气间隙的大小成反比。涡流又影响振荡回路中的电流大小，结果使间隙的变化比例于振荡电流变化。经检波、滤波等处理后，回路中可以输出与间隙（位移）变化成比例的电流信号。这种传感器也可以用于位移测量，原理框图见图2。

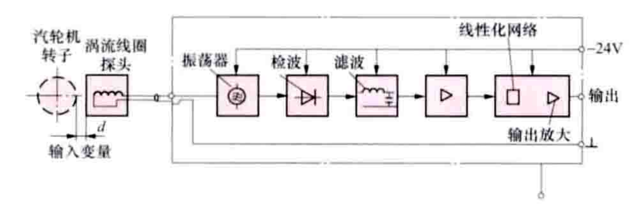


图2 涡流线圈式传感器原理框图

压电晶体式 采用压电晶体做敏感元件，其上压有重块，当重块感受加速度时，会改变作用在晶体上的压力，使晶体产生与加速度相对应的电荷，再经处理便可获得振动的电信号。这种传感器在汽轮发电机上应用较少。

振动测量 汽轮机以前一般只监视各轴承的振动，即在轴承箱上安装垂直和水平方向的电磁式传感器。现在大容量汽轮机已发展到直接监视主轴的振动。轴振动测量方法有两种：一种是把电磁式振动表通过连杆插入轴承内直接与主轴接触进行测量，由此测得轴的绝对（相对于地面）振动；另一种是用涡流线圈式传感器伸到接近主轴表面处进行测量，但后者因传感器本身固定在轴承盖上，故只能测得轴与轴承之间的相对振动。为此要采用电磁式与涡流线圈式相结合的复合传感器，才可测出轴承及轴的相对和绝对振动。

zhoudianliu

轴电流 (shaft current) 由轴电压引起的从汽轮发电机组轴的一端经过油膜绝缘破坏了的轴承、轴承座及机座底板，流向轴的另一端的电流。若轴电流大到一定程度，将烧伤其流过的轴颈、轴瓦等部件并使轴承的润滑油迅速老化，从而加速轴承的机械磨损；轴电流还会使整个汽轮机部件、发电机端盖、轴承和环绕轴的其他部件被磁化，在轴颈和叶轮处产生单极电动势。

产生的原因 轴电压的产生主要有下列原因：①汽轮机低压缸内的干蒸汽与汽轮机叶片相摩擦产生静电电荷，使转子充电而产生轴电压，但其能量很小；②发电机定子绕组端部连接线分布不对称，定子和转子不同心，定子扇形硅钢片导磁率不同、装配不当或发电机的非正常运行状态等原因引起磁路不对称而产生轴电压；③静止可控整流励磁系统中晶闸管的点燃在励磁电流中出现峰值脉冲，在磁路不平衡的情况下，这些峰值脉冲也会产生轴电压；④转子绕组两点接地短路或匝间短路会产生轴向不平衡磁通，使转子轴向磁化，在轴颈和叶轮处产生自励单极电动势。

轴电压的大小随各机组的具体情况而不同。一般地，机组容量越大，其气隙磁通和结构的不对称性也越大，而磁场中谐波分量和铁芯饱和程度以及定子的不平整度也越大，轴电压峰值也就越高。轴电压的波形具有复杂的谐波分量，采用静止可控整流励磁的机组其轴电压波形中还有很高的脉冲分量，对油膜绝缘特别有害。当轴电压达到一定值后，如不采取适当的措施，则油膜被击穿而产生轴电流。

防止措施 现代发电机组为了防止静电效应产生的轴电压，将发电机组的汽轮机侧的轴接地，以释放汽轮机低压段的静电电荷。

为了降低发电机组由于磁路不对称引起的轴电压，设计发电机时应考虑消除或减少轴电压中的三次或五次谐波分量的措施，改善发电机结构，在安装时应改进工艺水平，设法防止转子偏心。

为了切断轴电流，一般在励磁机侧包括发电机轴承、氢冷发电机的油密封、水内冷发电机转子的进出水支座和进出水管法兰、励磁机和副励磁机轴承与机座底板之间加装绝缘垫，轴承座的紧固件和连接到轴承座的油管也要与轴承绝缘。还可采用双层绝缘的措施，并在机组运行中监视轴电压和轴承绝缘的完整性。

对用可控整流励磁的汽轮发电机，在最末端轴伸上加装电刷接阻容滤波接地装置，以降低轴电压幅值和改善轴电压波形。大型汽轮发电机组为防止转子绕组两点接地短路而产生的轴电压，在运行时应投入励磁回路一点接地保护装置。

zhouwa sunhuai

轴瓦损坏 (bearing damage) 轴承瓦面乌金被擦伤、磨损、熔化、脱落，丧失正常承载能力。无论推力轴承或支持轴承瓦面在运行中损坏，如不及时处理，都会引起动静部分严重碰磨导致事故发生。

损坏原因 主要有轴承断油、油质不洁、动静负载过大、修刮工艺不当、乌金铸造缺陷等。

轴承断油 原因有：①机组起动定速后，在注油器工作失常或主油泵出口止回阀卡涩等情况下，停止高压油泵，主油泵失压而润滑油泵又未能及时联动；②在起动、停机过程中，润滑油泵工作不正常，厂用电中断，直流油泵又不能及时投入工作；③油系统积存大量空气；④在正常运行中，油管道破裂大量漏油，润滑油压严重下降，低油压保护又不能及时投入；⑤在切换冷油器、滤油器等设备时，由于误操作而断油。

油质不洁 油中含有金属末、沙粒、焊渣等机械杂物。

动静负载过大 静载荷过大是造成轴瓦碾压、乌金熔化的常见故障。其原因是设计负载过高、轴瓦标高调整不当和轴向推力过大等。动载荷过大可造成乌金碎裂、脱胎。动载荷过大一般是由轴颈相对于轴承振动的幅值（双振幅）超过轴瓦顶隙（直径间隙）引起的。

乌金铸造缺陷 轴瓦乌金铸造时与瓦胎融合不良、乌金过热、存在气孔等。

防止措施 主要有：①油系统中的重要阀门应采用明杆阀门，以便识别阀门状态，并有明显的禁止操作警告牌，严格遵守操作规程，以防误操作。②直流油泵电源熔断器容量在不影响电源安全的情况下，宜选用较高等级。交流润滑油泵应进行全负荷起动试验，低油压保护系统应定期进行试验。③高压油泵出口额定油压应低于主油泵出口额定油压，以便安全切换。主油泵应在汽轮机达到额定转速之前（约2800r/min）自动投入工作。④机组起动之前应先起动低压润滑油泵，排出系统空气，然后再起动高压油泵。在投入冷油器、过滤器等设备之前，应排除容器内的空气。⑤新机组起动之前应进行油系统清洗，油质清洗度必须符合要求，运行中投入油净化装置，除去油中杂质及水分。⑥正确调整轴瓦间隙、标高、轴承润滑油量，刮瓦工艺正确合乎要求，合理分配轴承负荷，合理调整轴封间隙以防油中带水。⑦机组正常运行，控制润滑油温度及润滑油温升在规定范围内，轴承回油温度、轴瓦乌金金属温度（温升）、润滑油压符合相关规定。⑧消除机组过大振动。⑨新机安装、机组检修时，检测轴瓦乌金，消除缺陷。

zhouxi niuzhen

轴系扭振 (torsional vibration of shaft system) 汽轮发电机组轴系的扭转振动，简称扭振。当轴系传递力矩时，在其各个截面上因其所受扭矩的不同而产生不同的角位移。当扭矩受到干扰，如扭矩瞬时变化、扭矩突然卸去或加载时，则轴系产生按其固有扭振频率的扭转振动。事实上轴系驱动发电机的扭矩始终存在着周期性的变化，即强迫扭振，因其振幅不大，不致引起危害。但遇到大的干扰扭矩，或干扰扭矩的频率与轴系固有扭振频率共振时，则会产生轴系或长叶片的损伤或断裂。为防止扭振损坏设备，转子设计阶段就应对轴系扭振频率进行核算，并使之避开工作频率及其倍频的一定范围。例如美国西屋公司规定，轴系各阶扭振固有频率应避开工频和两倍频的＋8Hz～－7Hz范围。为了验证计算的可靠性，尚需在运行机组上进行实测。

原因 扭振导致设备损坏的起因是，在不利的情况下，电力系统的电气性能与汽轮发电机组轴系的机械性能互相影响而引起机电耦合共振，或者由于电力系统故障使转子承受过大的扭矩所造成。这种机电性能互相作用的影响有次同步共振、超同步共振和电力系统故障三类。

次同步共振 现代大容量汽轮发电机组轴系的固有低阶扭振频率常常低于工频。电网是由电阻、电感和电容组成的电气回路，本身存在固有的电气自振频率。远距离高压输电线路上往往采用串联补偿的办法以提高其输送容量。当采用串联补偿以后，电网的自振频率降低。如果遇有扰动，电网的自振频率与电网的工频相叠加，形成拍频作用在发电机上，可使轴系产生强迫扭振。此强迫扭振频率如与轴系固有扭振频率相同而共振时，称为次同步共振。此时扭振振幅不被衰减，可能使轴系某一截面造成疲劳损伤而破坏。

超同步共振 又称倍频共振。当发电机三相负荷不平衡时，发电机每旋转一周，轴系扭矩有两次变化，即轴系扭矩受两倍工频的干扰。如果轴系的固有扭振频率或转子上的部件如叶片的振动频率也是两倍工频，则可能引起轴系超同步共振的危害。

电力系统故障 当发电机母线或外部线路发生短路故障，或故障消除，或开关操作，或重合闸动作，或非同期并网等，都会使轴系扭矩瞬时增大，可能超过设计值或引起轴系大幅度扭振而导致严重后果。

研究进展 20世纪70年代末期以来，世界各国对系统干扰与轴系安全问题进行了大量研究工作。理论问题已解决，可计算轴系固有扭振频率和扭振响应，并根据轴系材料性能估算大轴的疲劳寿命消耗。欧美等国和国内还研制了成套的扭振在线监测和保护仪器（TSR），主要安装在加串补增容和直流输电系统中的机组上，捕捉了事故下的各种电气和机械参数，包括轴系所经受的扭矩。实测结果认为：

(1) 次同步共振可使汽轮发电机转子的疲劳寿命消耗达100%，即一次就能造成损伤，故应极力避免。如采取措施可使每次事故的疲劳寿命消耗降到1%以下。

(2) 超同步共振应尽力避免。

(3) 过去认为发电机出口处三相短路时主轴扭矩最大，但实验结果证明非同期并网和故障消除时的扭矩比它大许多倍，特别三相重合闸动作时有可能使主轴疲劳寿命消耗达100%，应绝对避免。

zhouxi wendingxing

轴系稳定性 (shafting stability) 汽轮发电机组轴系在工作中能否稳定运行的性能。轴系中的工作参数（如转速、轴承载荷、油膜厚度、动静间隙等）变化时，会影响转子轴承系统的稳定性能；使汽轮发电机组发生自激振动，这种现象简称轴系或转子失稳，而发生自激时的转速则称为失稳转速。轴系稳定性对机组的安全运行至关重要。稳定性通常以其失稳转速的高低及其对数衰减率的大小来衡量。例如美国西屋（Westinghouse，WH）公司规定，如使用短圆轴瓦时，失稳转速不应小于工作转速的125%，对3000r/min的机组即不应低于3750r/min。计算失稳转速通常是指对数衰减率为零时的转速。在额定转速下如有足够大的

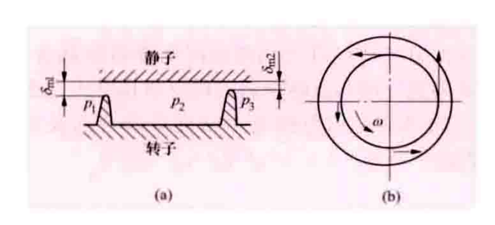
对数衰减率，将有利于轴系的稳定，但究竟应取何数值，尚无定论。汽轮发电机组可能产生的自激振动主要有油膜振荡和蒸汽激振两种。

油膜振荡　是由滑动轴承支承的汽轮发电机组的转子由于轴承油膜反作用力而引起的自激振动。此时发电机轴颈中心在轴承中作回旋涡动，在轴转速接近并超过轴系第一临界转速两倍时与轴系固有的横向振动产生共振，又称共振涡动。在汽轮发电机组起动升速过程中，最初转子的轴颈绕轴颈中心旋转，运转是稳定的；当外界有扰动力使轴颈中心离开原来稳定旋转时的位置，新的油膜力有一切向分量推动轴颈中心绕原来稳定旋转时的中心涡动，即轴颈在振动，但振幅不大，其振荡频率稍低于转子转速的一半，故又称半频振荡或半速涡动。当转子转速超过二倍临界转速时，涡动转速维持与临界转速相等，并引起激烈的共振，轴颈振幅突然增大而不衰减，严重时导致轴承油膜破坏以及转轴损坏。一旦发生油膜振荡，无论转速升值多少，涡动频率将总保持为转子一阶临界转速频率。

为了避免油膜振荡，最好采用可倾瓦轴承或将油囊顶部间隙减小，或刮大轴瓦两侧的油楔，增加轴承的椭圆度；也可采取提高进油温度的措施来降低油的黏度，或缩短轴瓦的长度，适当加大比压（轴瓦单位垂直投影面积上的轴颈载荷）。

蒸汽激振　或称间隙激振，是由蒸汽通过动静间隙流动时激励转子发生的低频自激振动。通常发生在高参数大容量汽轮机的高压挠性转子上，特别是大型超临界或超超临界机组。

蒸汽激振力的主要来源有：①由于转子位移，使端部轴封腔室静压力周向变化而产生的激振力。如图所示，图（a）为端轴封简图，δ_{m1} 为入口间隙，δ_{m2} 为出口间隙，腔室中压力 p_2 与 δ_{m1} 和 δ_{m2} 的大小有关，当 $\delta_{m1}>\delta_{m2}$ 时，腔室中形成大的激振压力变化；当 $\delta_{m1}<\delta_{m2}$ 则相反，起不到激振作用。②由于转子位移使叶顶间隙周向不匀，从而沿圆周间隙损失发生变化，蒸汽沿圆周做功不平衡产生激振力，如图（b）所示，在转子中心上作用有与转子一同回转的不平衡激振力 F。上述两种激振力的大小均与汽轮机负荷有关，负荷高激振力大。而且，冲动式汽轮机受到的影响比反动式的要大。此外，采用喷嘴调节的汽轮机，当部分进汽的作用力是减轻轴承载荷时，也能造成转子轴承系统的不稳定振动，但其激振机理与前述两种力不同。

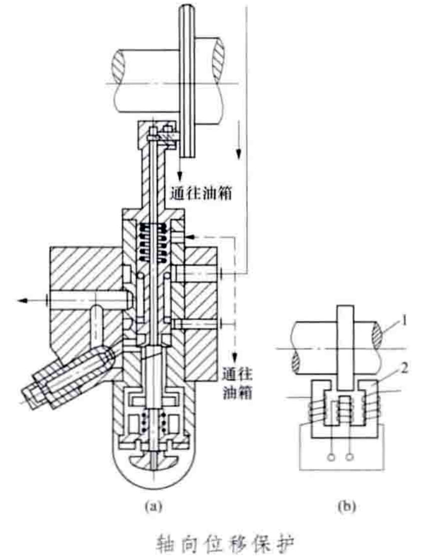


端轴封蒸汽激振示意图
(a) 端轴封展开示意图；(b) 作用于转子的不平衡激励力示意图

消除蒸汽激振的措施，一是限制产生激励力的条件；另一是增加系统阻尼，主要是增加轴承阻尼。这些措施可归纳为：①改变调节汽阀开启顺序；②调整转子和汽缸的中心关系；③端部各段轴封设计成锥形，即进汽侧齿尖间隙小于排汽侧的齿尖间隙；④改变汽封结构和汽封布置，以增大叶顶汽封径向间隙、减小其轴向间隙；⑤在叶顶汽封和端部汽封处装置止涡装置或逆转向注入蒸汽；⑥改进轴承参数或采用稳定性能好的轴瓦；⑦缩短转子跨距以提高临界转速。

zhouxiang weiyi baohu

轴向位移保护　(thrust bearing wear trip; axial shaft displacement protection)　防止因推力轴承磨损导致转子轴向位移超过限值致使汽轮机进一步损伤而停机的装置。推力轴承过载能力有限，在运行中如遇有进水、进湿蒸汽等原因导致推力突然异常增大时，可能使推力轴承损坏，以致叶轮与隔板、汽封等动静部分碰磨，引起严重的汽轮机损伤事故。因此轴向位移保护应在轴向位移明显增大（窜轴）达到预定限值时报警或紧急停机。轴向位移保护有液压式和电动式两种。



轴向位移保护
(a) 液压式；(b) 电动式
1—主轴；2—山形铁芯

液压式轴向位移保护的感受元件为一油喷嘴，它与固定在主轴上的圆盘垂直平面之间形成间隙（见图 a），间隙变化可引起油喷嘴后的油压变化。如轴向位移增大，间隙也随之增大，使油压降低引发保安系统报警或跳闸装置动作。

电动式轴向位移保护的感受元件为一山形铁芯线圈（见图 b）。正常工作时，山形铁芯外侧双臂与固定在主轴上圆盘的垂直平面形成平衡的磁路，线圈没有电流输出。当发生窜轴时，两侧磁路因空气间隙不等而失去平衡，引起电流输出，使保安系统报警或电动跳闸装置动作。

见轴向位移监视器。

zhouxiang weiyi jianshiqi

轴向位移监视器　(axial shaft displacement monitor)　汽轮机监视仪表中用于监视主轴推力盘位移的监视装置。汽轮机动静部分的间隙很小。蒸汽作用于转子的推力由推力轴承承受，使转子轴向位移不致过大，以保持动静部分不碰磨。但汽轮机运行中可能因负荷突增、进水等种种异常情况引起推力剧增，导致推力轴承乌金受损或融化，使转子发生大的位移，引起动静部分严重碰磨，造成汽轮机重大损伤事故。故轴向位移监视器是汽轮机监视仪表系统中的重要组成部件。

轴向位移监视器的传感器常用涡流线圈式［见轴（承）振动监视器］，安装在主轴圆盘平面或轴头端面附近。为了提高监测的可靠性，可设置两个探头同时监视主轴上的两个垂直平面。

zhuguangti nairegang

珠光体耐热钢　(pearlitic heat-resistant steel)　正火后的组织为铁素体加珠光体，包括部分贝氏体或马氏体组织的耐热钢，也称珠光体热强钢。珠光体耐热钢为低合金耐热钢，钢中合金元素含量较少，总量在5%以下。

最常用的珠光体耐热钢为Cr-Mo、Cr-Mo-V系列等合金钢，如15CrMoG、12Cr1MoVG等。珠光体耐热钢的最高金

属工作温度按其合金化程度的不同为500～600℃。在它们各自的使用温度范围内有足够的高温强度，抗氧化腐蚀性能和良好的组织稳定性，并且工艺性能良好，价格低廉。在火电厂得到广泛的使用，普遍用于高温高压、超高压、亚临界及超临界压力机组中上述工作温度范围的锅炉受热面管子、主蒸汽管道、高温联箱、汽轮机转子、汽缸、阀门铸件及紧固件等金属构件。

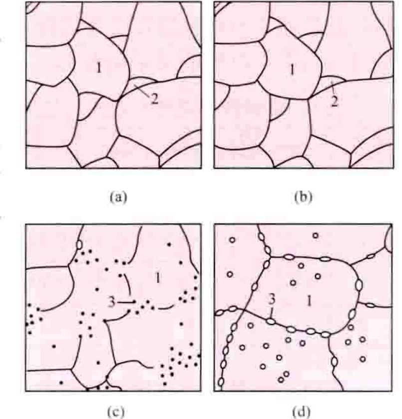
zhuguangti qiuhua

珠光体球化

(pearlite spheroidization) 珠光体耐热钢或贝氏体耐热钢在高温下长期运行时，随着时间的增长，钢中珠光体或贝氏体中的碳化物逐步变为球状的现象。珠光体中的片层状碳化物或贝氏体中的条状碳化物随温度升高和时间延长逐步变为球状、聚集长大。碳化物的球化和聚集是碳化物球化过程的两个阶段，但没有明显的区分界限。

简史 珠光体耐热钢的珠光体球化研究与钢种的使用及进展有关。1934年美国密执安大学的J. H. 泰勒（J. H. Taylor）研究了珠光体钢在临界点以下温度的球化现象，并阐明“完全球化”的意义。1941～1946年，美国通用电气公司S. H. 韦弗（S. H. Weaver）发表了珠光体球化对低碳钢、钼钢蠕变和持久强度影响的研究成果。1952年苏联热工研究院（ВТИ）Н. В. 乌里扬诺娃（Н. В. Ульянова）等发表了珠光体球化对15号优质碳素钢及15Mo钢力学性能影响的研究成果，并在此前于1950年发表了15Mo钢球化级标准，其试样为试验室模拟。1961年英国中央发电局L. H. 托夫特（L. H. Toft）等发表了1%Cr-0.5%Mo钢的珠光体球化对性能影响及球化等级标准，其试样直接取自电厂实际运行的过热器管。自1965年起，中国电力行业也开始研究制订碳钢、低合金钢的球化评级标准。

片状珠光体球化过程 珠光体球化是热力学的自发过程。对钢中相同体积的碳化物来说，片状比球状、小直径的球比大直径的球具有更大的表面积，因而表面能较大，就力求减少表面积，降低表面能，这种过程通过原子扩散进行。因此，只有当温度足够高，原子活动能力增强，且时间足够长时，才能发生珠光体球化和碳化物聚集。珠光体球化过程如图所示。



珠光体球化过程示意图
(a) 原始组织；(b) 珠光体分散；
(c) 成球；(d) 球化组织
1—铁素体；2—片层状珠光体；
3—球状碳化物

图中(a)为原始组织的铁素体和片层状珠光体，经分散[见图(b)]、成球[见图(c)]、小球变大球，最后成为铁素体加球状碳化物组织，大量的碳化物球分布在铁素体晶界上[见图(d)]。

珠光体球化对钢性能的影响 珠光体球化通常使钢的室温拉伸强度、蠕变极限和持久强度降低，塑性略有提高。对不同的钢其影响程度不同，如15号碳钢严重球化后抗拉强度比未球化降低了17%，而15Mo钢则为24.8%。珠光体球化明显降低钢的强度，影响高温构件的安全运行，应加强监督。

影响珠光体球化的因素 主要是温度、时间、应力、钢的化学成分和组织状态等。①温度越高，球化过程进行得越快。某温度下到达一定球化程度的时间t与温度有如下关系：$t=Ae^{\frac{b}{T}}$。式中T为金属的绝对温度，A为由化学成分和组织状态决定的系数，b为常数。②时间越长，球化越严重。③拉应力使球化过程加速。有拉应力时，将使完全球化的时间比无应力下减少1/3。④凡是形成稳定碳化物的合金元素如Cr、Mo、V、W、Nb、Ti等都减慢球化速度。钢中含碳量越少，则珠光体球化对钢的影响越小。

珠光体球化级别 是一组图示的有不同球化程度的金相照片，通常与有关力学性能，如室温强度、硬度等对照。该级别代表了钢从未球化状态到严重球化和完全球化状态全过程的各阶段。可用该组标准图片来对照运行后锅炉管或其他高温部件的球化程度，并通过球化级别对应的强度、硬度来估算其强度、硬度降低的程度。由于球化对不同钢的性能影响不同，因此对不同钢均制定了各自相应的球化级标准。目前，电力行业已制定20号碳钢、15CrMo、12Cr1MoV、2.25Cr-1Mo钢珠光体球化评级标准。

zhubianyaqiqu buzhi

主变压器区布置

(main transformer area layout)

主变压器及其附属设备的布置设计。主变压器一般在汽机房外侧靠近汽机房布置。直接空冷机组的主变压器区一般布置在空冷平台下的柱网之间。对带有发电机电压负荷的电厂，主变压器布置在发电机电压配电装置和更高电压的配电装置之间。主变压器区的设备通常为露天布置，需设避雷针或避雷线做直击雷保护；直接空冷机组主变压器区的防直击雷保护由上方的空冷平台综合考虑。

高压厂用工作和备用变压器根据接线的方便，通常也布置在主变压器区。各变压器之间及变压器与建筑物之间的距离需符合防火间距要求，无法满足间距要求时，可设置防火墙；建筑物的外墙在变压器外廓两侧各3m、变压器高度以上3m的水平线下的范围内不得开门、窗或通风孔。主变压器和厂用变压器可起吊检修，并考虑设置通向厂区的运输道路。

主变压器区内布置有中性点设备，如隔离开关、中性点避雷器、电流互感器等，一般35kV变压器的中性点常装有消弧线圈；主变压器高压侧出口常装有避雷器、电压互感器。这些设备的布置需便于引线且不妨碍变压器的搬运。

油量在1000kg以上的变压器下应设置能容纳100%或20%油量的油坑，并设有将油从油坑排到事故储油池的设施，不允许排入下水道。

zhubianyaqi yunxing

主变压器运行

(operation of main transformer) 主变压器和发电机一般为单元连接，是将发电机电力经升（电）压后输入电网的必不可少的主要设备。其投入和运行期间的检查、操作、监测具有自身的要求和特点。变压器异常和故障的正确处理是运行的重要内容。

投入运行前的检查 主变压器不论是新安装后投入，还

是经检修后投入，为保证其安全可靠运行，投运前必须对该主变压器本体一、二次回路及各辅助设备做仔细检查，确保变压器在完好状态，具备带电运行条件。检查重点包括保护系统、监测装置、冷却系统、一次设备、消防设施、绝缘等。

保护系统检查　①继电保护系统的检查：检修后投入运行前需查阅继电保护装置的校验报告；若继电保护系统有更改，应逐一查阅设备异动报告；核对继电器的整定值、名称、标志有否更改；校验结果是否正常；检查信号装置的动作、指示是否正确等。新安装的主变压器第一次投运前，除上述检查内容外，还应了解继电保护系统配置的完整性和各继电器整定值配合的合理性，并依据继电保护定值通知单对保护定值逐一核对无误。②瓦斯保护的检查：投运前应检查气体继电器无异常，有无气体存在，如有气体应先放尽；应试验轻瓦斯能正确发出信号，重瓦斯能动作于主变压器各侧断路器跳闸，无发电机主断路器时应跳发电机灭磁开关，高压厂用变压器低压侧断路器。③防雷保护的检查：在雷雨季节来临前，各侧避雷器必须投入运行，雷雨季节过后可投入运行也可退出运行。对于超高压的主变压器（如500kV），其避雷器不仅防雷击过电压，对操作过电压也能起到一定的保护作用，所以该避雷器在雷季过后也不允许退出运行。此外，还需检查避雷器及其接地是否良好，是否已装上雷击计数器（有的还附有避雷器泄漏电流表），并记录其数值。

监测装置检查　①检查电流、电压和温度测量等回路及装置是否齐全完好。②油位计指示应清晰、正确，符合规定，并在当时环境温度相符的油位线上。③在线监测装置（如油气色谱分析仪）已经投入，数据正常。

冷却系统检查　①检查冷却系统供电电源正常，其常备用电源自动切换校验动作正确可靠。②冷却风扇运转和潜油泵指示正常，无异常声响和振动声。③油流指示器指示正常。④对于强迫油循环水冷装置应先将整组冷却系统投入试运行，并按一定程序先后有序地起动。投入时首先应起动冷却油泵，使油通过冷油器循环，检查油压是否在正常范围内，再观察油的流量表，数值是否正常。只有当油泵工作正常后方可起动冷却水泵，检查冷却水压正常，水压一般比油压至少低0.5×10^5Pa左右。然后检查压差继电器，当水压大于油压时保护装置应能准确地发信报警。⑤冷却系统中应有的油温计、水温计应齐备、完好，指示正确。⑥冷却系统的冷却器、油管、水管、法兰等应无渗油痕迹，如有渗漏应予消除。

一次设备外观检查　①检查储油柜，油位计应完好，安全气道的保护膜应完好无损。②检查净油器，主变压器投运前应将净油器投入，排出内部空气，待有油溢出时，关闭放气阀。③呼吸器硅胶应干燥，为蓝色或白色，红色不应超过2/3，否则应及时更换；呼吸器密封良好，无渗油现象，油杯底部无油珠；气体继电器与储油柜之间的连通蝶阀应开足。④检查接地装置，主变压器的外壳、中性点接地线以及其他附属设备的外壳，例如冷油器、潜油泵、控制箱等都必须可靠地接地。⑤检查各级电压的出线套管与导电排、绞合导线或电缆的连接应良好，接头上应贴上示温片，三相油漆颜色应正确无误。⑥检查分接开关（固定式或有载调压式）位置指示正确，现场与远方以及各相保持一致，操作机构外壳密封良好。⑦变压器的命名应与调度规定的命名一致，其附属设备的命名应冠以该变压器的命名，以防止值班人员误走仓位。⑧变压器区域的通道四周应按法规设有宽敞的通道和操作走廊，通道和走廊必须畅通，包括应装设固定的扶梯。⑨事故放油坑的排油坑内应无油水滞留，对新安装第一次投运的主变压器的事故放油坑至事故储油池之间的管道应做通水试验，以保证其管道畅通。

消防设备检查　主变压器附近现场应备有足够数量的消防设施和器材（如消防栓、黄砂箱、移动式大型灭火器等）；大容量主变压器应装设固定的自动水喷淋装置，其地面以上的阀门、管道应有良好的保温，出口阀门后的管道应有放水阀，以防冬季因积水结冰而冻裂；自动水喷淋装置应确认校验正常。

绝缘检查　送电前应对主变压器各电压侧绕组的对地绝缘电阻以及各电压绕组之间的绝缘电阻进行测量，同时记录测量时的上层油温和环境温度。将测量结果与历史记录或原始数据相比较，应符合电气设备预防性试验规程的要求。

主变压器的投用　包括投用方式和带负荷运行。应按有关行业标准制定现场运行规程。

投用　与发电机成单元连接的变压器投入时，都在发电机并网过程中以零起升压的方式投运；带有联络变压器功能，且与发电机之间设有断路器者可以用零起升压的方式投运，也可以从高压侧以全电压充电方式投入。但不管何种方式，高压侧中性点应予直接接地。变压器投用后应做外部检查。

带负荷运行　变压器带负荷运行中除一般常规的检查外，最主要的是对温度和油质的监督。

（1）温度的监控。主变压器的铁损和附加损耗仅与运行电压有关，与负荷电流大小几乎无关。而铜损则为负荷电流的平方乘以电阻，即$\Delta P_d=I^2r$。变压器各绕组的电阻与绕组的温度有关，所以主变压器负荷运行时的绕组温度、上层油温与其电压（铁损和附加损耗）、电流、环境温度、投运冷却器台数等有关。运行中应防止冷却器系统供电电源中断，主变压器应配置在线备用冷却器。运行规程中应制定冷却器投运组数及与其对应的允许连续运行容量，以及因冷却器系统电源故障而使冷却器全部停用后所允许的负荷与时间的对应关系。如玉环发电厂1000MW机组主变压器运行规程规定：一组冷却器退出运行，变压器允许长期运行的负荷约为额定负荷的80%；两组冷却器退出运行，变压器允许长期运行的负荷约为额定负荷的60%；三组冷却器退出运行，变压器不允许长期带负荷运行。冷却器全部停用后允许的运行负荷与时间的关系见表1。

表1　冷却器全部停用后允许的运行负荷与时间的关系

投入冷却器数	满负荷运行时间（min）				持续运行的负荷数			
	10℃	20℃	30℃	40℃	10℃	20℃	30℃	40℃
1	约205	约105	约100	约45	约90%	约80%	约70%	约60%
2	约440	约325	约215	约100	约100%	约100%	约90%	约80%
3	连续				连续			

当机组以最大连续出力运行时，如果环境温度或冷却器水温度过高、电压低于额定电压（或电流超过额定电流）、功率因数低于额定值，都有可能使主变压器绕组温度超过规定值，值班人员应加强对上述参数的监视和调整。如发生冷却器系统电源全部失去，值班人员应快速降负荷（有功和无功），同时稳定锅炉燃烧，迅速恢复冷却器的供电电源。为给

恢复电源争取足够的时间，可逐步降低负荷直至空载运行。

(2) 变压器的油质监督。包括定期进行油质化验、用气相色谱分析检验油组分的变化、油中含水量的测定等内容。

定期进行油质化验。在一般情况下，可不做全部物理和化学试验，仅做简化试验。其内容包括：闪点、机械杂质、游离碳、酸值、电气强度试验、水溶性酸和碱、水分。只有在验收新油、再生油、新安装的变压器油时才做全部试验。每次取油样试验结果应与上一次及历年取油样试验的结果做比较，以掌握油质性能变化的趋势。对电压在35kV及以上的运行中的变压器油和备用变压器油每年至少取样做一次简化试验；变压器每次大修后，应取样做简化试验。

生产现场多年的实践已充分证明，应用气相色谱分析来检验变压器油中溶解气体的组成成分和含量，是早期发现变压器内部潜伏性故障（如局部过热和局部放电等）的一项较为有效的方法。油和固体有机绝缘材料因变压器故障而被分解所产生的气体的组分和含量，与故障的类型及其严重程度有密切的关系。对于不同性质的故障，绝缘物分解后将产生不同的气体；而同一性质的故障，由于故障程度的不同，其所产生的气体的速率和数量也不相等，而与绝缘油的种类和牌号没有关系。因此，可根据油中气体的组分、含量和产气速率来判别故障的性质和严重程度。大容量变压器还配置在线色谱分析仪，对运行中的变压器油进行连续监测。在线色谱分析仪在投运前应进行标定，运行中如发现色谱仪的数据有上升趋势或有突变，应即取样分析，根据其组分和含量来判断故障的性质及其严重程度。运行中的变压器油要定期取样进行气相色谱分析，新投产的变压器运行初期应缩短取样周期，以及早发现变压器内部存在的潜伏性故障，并能监视、掌握故障发展的趋势，判断这些故障是否危及变压器的安全运行。为使气相色谱分析变压器油的结果能够真实地反映设备的实际运行情况，除在分析时应排除强制油循环系统中因油泵故障导致油质色谱异常外，还应正确取样。气相色谱分析的判别标准和方法是：当变压器内部一切都正常时，油中溶解气体的含量不应大于表2所列数值。

根据气相色谱分析所得各种气体组分可按特征气体法和三比值法进行故障判别。特征气体法能比较直观、方便地初步判断故障性质，如一般过热性故障，严重过热性故障，局部放电、火花放电、电弧放电故障等；三比值法则是用四种特征气体的三对比值来判断变压器的故障性质的。

表2 油中溶解气体的含量限值

气体组分	含量 ($\times 10^{-6}$)
总烃 (C_1+C_2)	150
乙炔 (C_2H_2)	5
氢 (H_2)	150

由于各种原因（如油/水冷油器的泄漏）使油中含有微量水分，逐渐被固体绝缘材料所吸收，使绝缘下降。当含水量超过一定值后，设备的绝缘会明显下降，直接威胁到变压器安全运行。测定绝缘油中的含水量，可以作为油质及变压器安全运行的监测手段之一。

主变压器套管及分接开关箱的变压器油也应定期取样进行色谱分析和绝缘测试。

变压器在运行中绝缘油的电气绝缘强度逐渐降低至标准以下，不是由于进水引起的，而且其化学性能试验结果仍符合标准规定，若变压器没有条件进行停电滤油或调换合格的备用油，对电压为10kV及以下的变压器允许在带电状态下进行滤油，直至电气绝缘强度恢复至符合标准为止。

主变压器异常运行和故障处理 对主变压器运行中的异常和故障应及时分析、检查并加以处理，可有效地防止事故发生及发展。

变压器绕组和上层油温度超过允许值 检查项目有：①检查变压器的负荷和冷却介质的温度，并与相同负荷和冷却条件下的温度进行核对；②检查温度测量有无误差、指示是否失灵；③检查冷却装置（包括风机、油泵、水泵）是否正常运行。处理方法为：①若不能确认为表计指示错误，应适当降低变压器的负荷，以限制温度的上升，并使之逐步降低到允许范围内；②如变压器的温度较正常时相同工况下（环境温度、负荷、油位等）油温高出10℃，或负荷不变但温度不断上升，而上述检查项目的设备均正常，则可认为变压器内部有故障，应尽快停用该变压器；③大容量变压器装有在线气体监测器时，应将各种气体含量与正常值进行比较分析。

变压器油位异常降低原因 ①如因长期轻度渗漏油，应补充油，并安排消缺；②如严重漏油，油位迅速降低，又无法制止，应停用变压器；③对于充油套管，当套管无油位时，应停用变压器；④水冷强油导向变压器的冷油器渗漏，如监视不当，油渗入水中时间较长，也会引起变压器油位下降；⑤油标管堵塞、储油柜呼吸器堵塞和气温骤冷，应防止储油柜装有胶囊密封保护的变压器出现假油位。

水冷强油导向变压器的冷却系统故障 冷却装置供电电源全部中断，应尽快恢复电源，一时不能立即恢复，可逐渐降低负荷，争取时间恢复供电电源。当负荷降到零，按运行规程规定的时间内还不能恢复供电电源时，变压器应停止运行。

气体保护报警 应立即对变压器本体进行检查，查明动作原因。报警可能的原因有：①侵入空气、温度下降或漏油使油位降低、二次回路故障；②变压器内部故障。如气体继电器内存有气体，应记录气体量，鉴定气体颜色及可燃性，并通知有关人员取气样和变压器油样做色谱分析，根据气体颜色和性质及色谱分析结果按表3进行处理。

表3 气体继电器内存有气体的处理原则

气体性质	可能原因	处理原则
无色无臭，不可燃气体	侵入空气或油中的空气析出	可以继续运行
灰黑色易燃	局部过热或放电造成油碳化	应停电检修
黄色不易燃	内部木制件烧坏	应停电检修
淡灰色可燃有臭味	纸板绝缘物烧毁	立即停电检修

当运行中需采集气体继电器内的气体时，必须注意登高过程中的人身安全，应保证人身与带电部位的安全距离，不可将火种直接在气体继电器处测试气体的可燃性。采集的气体尽快送有关部门化验。

压力释放装置动作 ①检查动作后是否返回，是否有大量喷油；②检查喷油后是否着火。根据具体情况做出相应处理。

变压器的紧急停用 变压器有下列情况之一时，应要求立即停用，必要时按运行规程规定先停用后汇报：①变压器内部响声很大，有爆裂的放电声；②在正常负荷及冷却条件

下，变压器上层油温不正常升高且持续不断上升；③由于变压器故障引起储油柜或防爆门喷油；④由于严重漏油致使气体继电器看不见油位或油面低于油位计指示限度；⑤油色变化过大，油内出现碳质等；⑥套管有严重破损和放电现象或严重漏油；⑦压力释放装置动作而不返回，向外大量喷油；⑧干式变压器绕组有放电声并有异臭等。

变压器自动跳闸　检查变压器跳闸时有无电流冲击、有无较大的短路声响等，对变压器本体及引出线等一次回路进行检查，有无冒烟、着火、绝缘烧焦气味、短路放电痕迹等。如经验证变压器跳闸不是由于内部故障引起的，而是由于过负荷、外部故障或保护装置二次回路故障所造成的，则消除上述故障后，测绝缘合格允许试送；若变压器为内部故障保护动作，排除误动作的可能以及有内部故障的征兆时应隔绝检修。

变压器着火　变压器着火时应不经联系立即断开各侧电源，停用冷却装置，并立即通知消防部门。如有喷淋灭火装置时应检查是否已自动喷水灭火，否则应迅速使用灭火装置灭火。在消防人员人工灭火时，应注意变压器爆炸危害的设防；若油溢出在变压器顶盖上着火，则应打开下部放油阀，将油放至适当油位；若变压器内部故障引起着火则不能放油，以防变压器发生严重爆炸。

参考书目

咸日常．电力变压器运行与检修．北京：中国电力出版社，2014.

zhuchangfang buzhi

主厂房布置　(main power building arrangement)

火力发电厂的锅炉和汽轮机-发电机组等主辅设备及仪表、管线和电缆等在主厂房建筑的布置设计。

主厂房布置设计与施工、运行以及建设费用密切相关，需按照火电厂的生产流程和施工、运行、维护、检修等特点布置有关设备，规划管线和通道，考虑采暖通风、采光照明和消防，保证必需的检修空间和运行条件，达到运行安全经济、布置整齐合理、施工维护方便。

主厂房有多种布置形式，常见的有汽机房、煤仓间或除氧煤仓间、锅炉房三列式布置；汽机房、除氧间、煤仓间、锅炉房四列式布置和侧煤仓布置等型式。循环流化床锅炉因无制粉系统，通常采用除氧间和煤仓间合并的三列式布置形式。中国还进行主厂房模块化优化布置研究，将主厂房划分为若干模块，细化布置，合理布局，以进一步减少高温高压管道及电缆的工程量，节省主厂房造价和占地面积。

常规火电厂主厂房区域范围包括汽机房、除氧间、煤仓间（或除氧煤仓间）、锅炉房以及炉后区域，尚有其他相关设施也合理布置在主厂房所属区域内。

汽机房、除氧间布置　布置有汽轮发电机组、回热加热器和汽轮机辅助设备的区域，通常为室内布置。

(1) 汽轮发电机组布置在汽机房内。按机组纵轴线和主厂房纵轴线相对关系，可分为相互平行的纵向布置和相互垂直的横向布置两种方式。纵向布置的汽机房跨度较小，纵向长度较长，可以在两台锅炉之间布置集中控制室、低压厂用电气设备或侧煤仓。横向布置的汽轮机头部朝向锅炉，通常将机炉中心对齐，以缩短汽水管道的长度。汽机房横向跨度较大，纵向长度较短。按同时布置在主厂房内的两台机组布置方向关系，可分为顺列和对称两种布置方式。两台汽轮发电机组头部方向一致或与所属辅助设备布置方向一致时，称为顺列布置；机组头部相对或与所属辅助设备布置方向对称时，称为对称布置，通常应用于小型机组。中国的200MW以上机组，一般采用纵向顺列布置（见图1和图2）。对300MW机组采用横向顺列布置的仅有广西来宾电厂和宁夏石嘴山电厂。2000年，来宾B电厂投产，在中国首次采用了电子设备间和分散控制系统机柜分散布置的方案。

汽机房运转层的设置有平台式和岛式两种布置方式。平台式布置将汽轮发电机基座平台与汽机房运转层楼板连接成片，仅留有供垂直起吊用的孔洞，使运转层宽敞，可充分利用中间夹层的空间。岛式布置是机组的基座平台独立设置，以步道与汽机房通道相连接。中国300MW及以上的机组多采用平台式布置。

(2) 回热加热器布置。高压加热器和低压加热器有立式和卧式之分。立式加热器一般布置在汽机房运转层平台以下，设有带活动盖板的检修起吊孔洞；卧式加热器多布置在除氧间或汽机房各层；第一级或一、二级低压加热器通常由制造厂直接布置在凝汽器或排汽装置内。除氧器有立式、卧式和内置式等三种型式，在中国，大型机组一般采用将除氧器设置于水箱内的内置式除氧器。除氧器水箱均为卧式，其布置高度需保证给水泵或前置泵具有足够的吸入压头。除氧器及水箱可视当地气象条件确定是否露天布置。

(3) 汽轮机辅助设备布置。除回热加热器外，还有电动给水泵、汽动给水泵前置泵、凝汽器或排汽装置、真空泵、润滑和调速油系统、凝结水处理装置、开闭式循环冷却水泵、闭式循环热交换器、采暖通风空调等汽轮机辅助设备，大多布置在汽机房或除氧间底层。凝结水泵通常布置在凝汽器或排汽装置热井附近底层。当采用汽动给水泵时，大多布置在汽机房运转层，也可布置在底层。循环水泵一般布置在循环冷却水源附近，也可布置在汽机房外侧柱附近。

锅炉房布置　布置锅炉本体、脱硝装置及锅炉辅助设备等。锅炉本体一般采用露天或半露天布置，当需要在运转层上设置炉前操作区时，采用炉前低封，运转层一般采用混凝土或钢格栅平台的岛式布置方式。在严寒或风沙大的地区，中小型锅炉可采用室内布置，大型锅炉通常采用锅炉整体的紧身罩封闭，而运转层采用钢筋混凝土平台。锅炉运转层通常与煤仓间各层通过步道相连通。

烟气脱硝装置一般采用选择性催化还原形式，布置在锅炉省煤器和空气预热器之间，其支撑结构通常与锅炉构架形成统一构架体系（见图1），也可与除尘器进口烟道支架联合设计（见图3）；氨气稀释装置靠近反应器布置。

锅炉的主要辅助设备，如送风机、一次风机一般布置在锅炉两侧或尾部的零米地面上。引风机布置在炉后零米。在严寒地区，引风机可室内布置。

煤仓间布置　主要布置输煤皮带和煤粉制备系统设备，通常为封闭建筑。自上而下分层布置有输煤皮带层、原煤斗或煤粉仓层、给煤机层，磨煤机布置在零米地面。在决定原煤斗和煤粉仓顶面标高时，需保证其有效容积满足存煤量需要，一般为锅炉最大连续蒸发量时8h以上的耗煤量。

煤仓间通常布置在炉前或与除氧间合并布置。从布置优化出发，也有采用将煤仓间布置在两台锅炉之间的侧煤仓布置方式（见图3）。

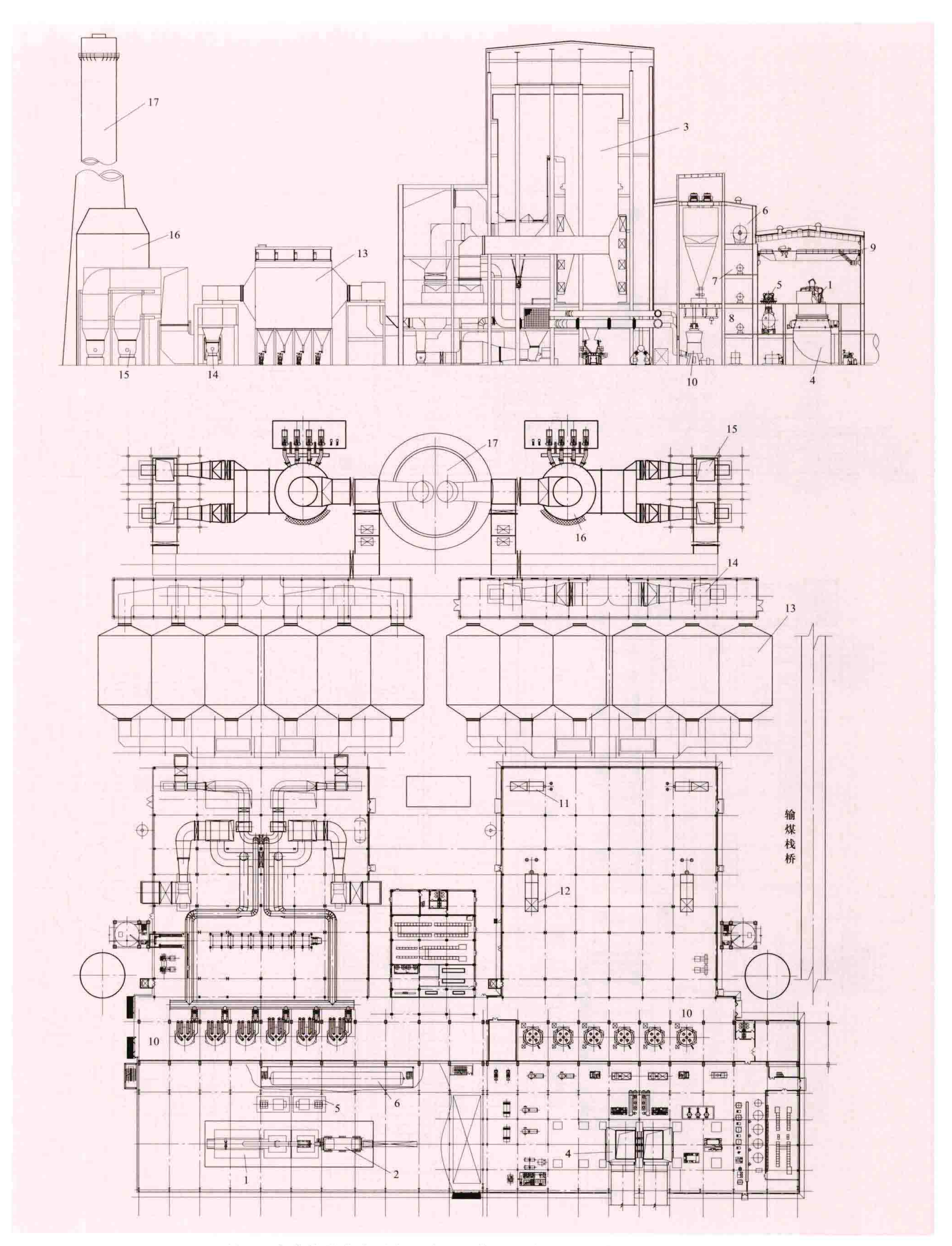


图 1 汽轮机纵向布置主厂房平、断面示意图（设脱硫、脱硝装置）

1—汽轮机；2—发电机；3—锅炉；4—排汽装置；5—给水泵汽轮机；6—除氧器；7—高压加热器；8—低压加热器；9—行车；10—磨煤机；11—一次风机；12—送风机；13—静电除尘器；14—引风机；15—脱硫增压风机；16—脱硫吸收塔；17—烟囱

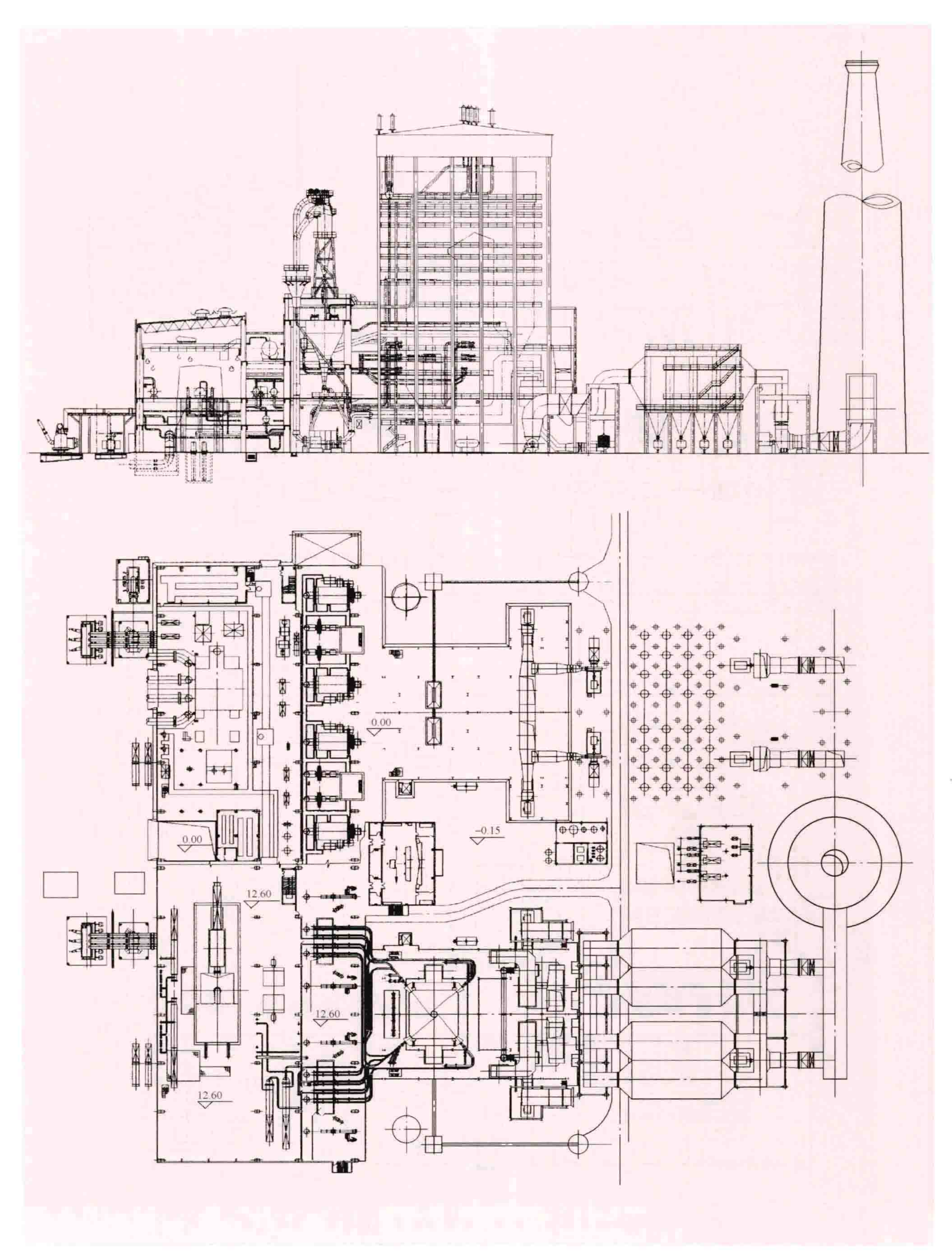


图 2　汽轮机纵向布置主厂房平、断面示意图（中储仓制粉系统）（单位：m）

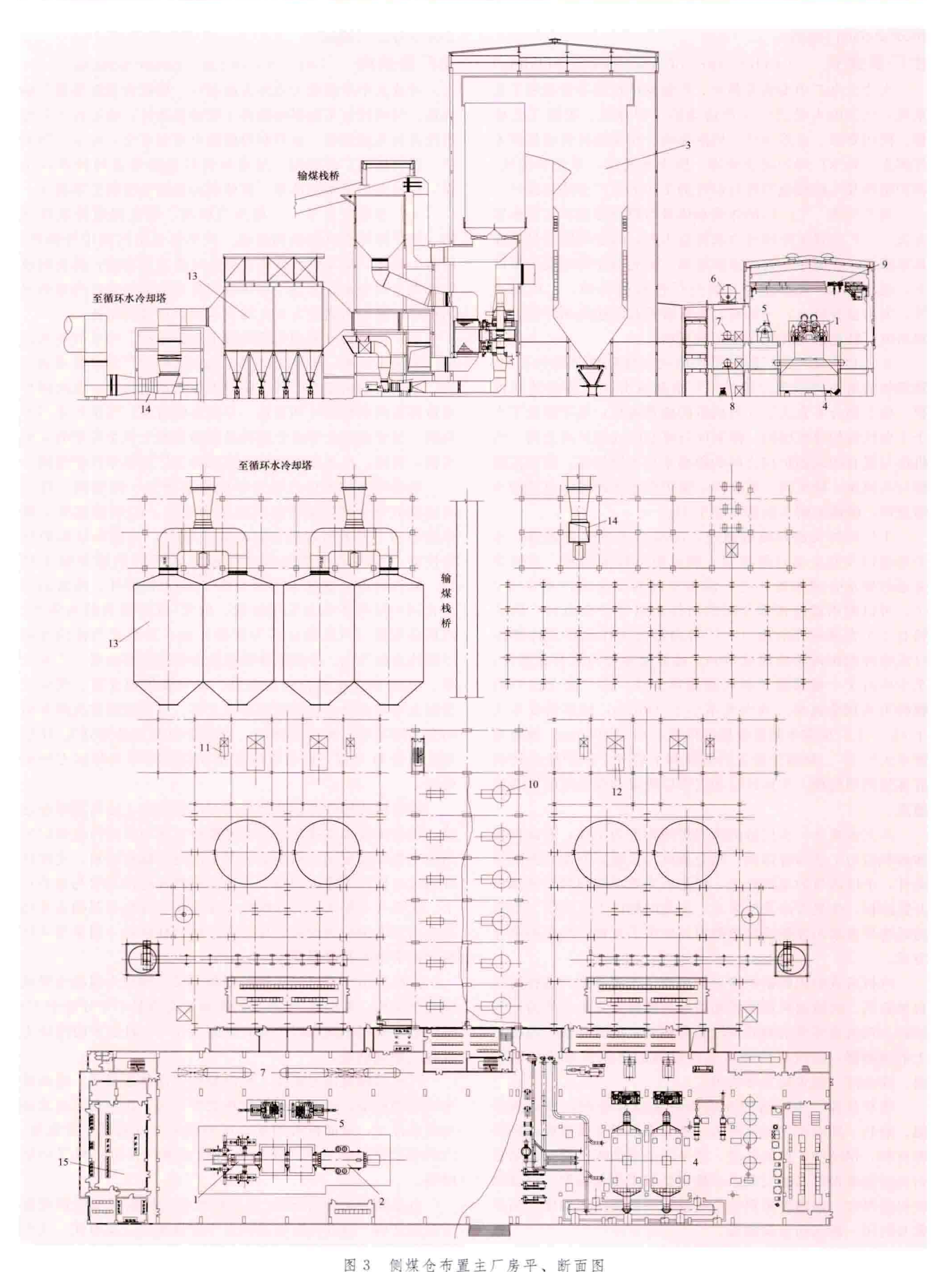


图3 侧煤仓布置主厂房平、断面图

1—汽轮机；2—发电机；3—锅炉；4—凝汽器；5—给水泵汽轮机；6—除氧器；7—高压加热器；8—低压加热器；9—行车；10—磨煤机；11—一次风机；12—送风机；13—静电除尘器；14—引风机；15—集控楼

zhuchangfang jianzhu

主厂房建筑 （architecture of main power building）

火力发电厂中安装有锅炉、汽轮发电机组等设备和工艺系统，供发电人员进行生产活动的工程建筑。根据工艺流程、使用要求、自然条件、周围环境、建筑材料和建筑技术等因素，对主厂房的建筑处理、防火和通道、采光和通风、围护结构及生活设施等进行设计的工作为主厂房建筑设计。

建筑处理　主厂房的体型和体量与机组容量和工艺布置有关，主厂房建筑处理应力求简洁大方，结合周围的景观和自然条件，在满足工艺要求和通风、采光等使用功能的条件下，运用恰当、突出重点，如全厂色彩的协调、入口处理等，突出自身特点，与烟囱、冷却塔等高大建筑相呼应，体现出电厂特色的现代化工业厂房风格。

防火和通道　主厂房按生产的火灾危险性分类为丁类、建筑物的耐火等级为二级。主厂房防火分区允许的建筑面积，地上部分不宜大于6台机组的建筑面积；地下部分不大于1台机组的建筑面积。除氧间与煤仓间或锅炉房之间、汽机房与煤仓间或锅炉房之间的隔墙采用不燃烧体，集中控制楼与汽机房、除氧间、煤仓间、锅炉房之间的隔墙也采用不燃烧体，隔墙的耐火极限不小于1h。

主厂房的交通和疏散通道，应综合考虑垂直通道、水平通道以及安全出口的布置，满足防火疏散要求，并结合交通的要求合理布置。主厂房各车间的安全出口不少于2个。可以利用通向相邻车间的门作为第二安全出口，但必须有1个直通室外的出口。厂房内最远工作地点到外部出口或楼梯的距离不应超过50m。疏散楼梯可为敞开式布置；至少应有1个楼梯通至各层和屋顶室外，第二安全出口的楼梯可采用金属梯，其净宽不小于900mm，倾斜角度不大于45°。主厂房室外疏散楼梯的净宽不小于800mm，倾斜角度不大于45°。除锅炉设置的钢梯和平台外，锅炉房内还设有客货两用电梯。在运转层和皮带层设通向煤仓间的平台或通道。

采光和通风　主厂房的采光等级标准为Ⅴ级，开窗位置和面积需与工艺布置协调，结合通风、采暖、节能和擦洗等条件，予以适当的建筑处理，满足采光要求的同时尽量减少开窗面积。优先考虑天然采光，不足时辅以人工照明。汽机房运转层多采用外侧墙带形侧窗与屋顶采光窗相结合的采光方式。

汽机房或封闭的锅炉房可按照当地气象条件，选择采用自然通风、机械通风或两者相结合的通风方式。室外的空气经设在汽机房零米层和管道层的外侧墙上的百叶窗，经楼面上的钢格栅，由汽机房和除氧间屋面的排风机或通风器排出。煤仓间一般采用自然通风。

围护结构　主厂房内外墙体的选择和处理，并达到保温、隔热、防噪声等建筑要求。外墙多采用金属墙板或砌体等材料，钢结构厂房的外墙，多采用金属墙板。用金属墙板封闭时需要根据当地气象条件确定是否采用保温型，以及确定保温厚度。内墙多采用空心砖或加气混凝土等砌体。锅炉紧身封闭一般采用金属墙板。

生活设施　通常在集控室周边和主厂房的固定端设置卫生间，在汽机房、锅炉房以及皮带层的适当位置设置洗涤池。

zhuchangfang jiegou

主厂房结构 （structure of main power building）

主厂房建筑中承担重力或外力的梁柱、楼板和基础等部分的构造。结构设计系根据场地和工程地质条件，满足各工艺流程设备和系统安装、运行和检修的要求和安全，对主厂房梁柱、楼（屋面）板结构、基础和材料选型等进行的设计工作，包括主厂房结构体系、整体结构分析及结构变形缝等。

主厂房结构体系　一般由汽机房、煤仓间或除氧煤仓间、锅炉房等建筑的结构组成。汽机房包括汽机房外侧柱、屋盖、端墙、吊车梁和汽轮发电机组基座等结构；煤仓间或除氧煤仓间为布置有煤斗和煤粉制备系统或除氧器等加热器的框架；锅炉房通常为独立的支承锅炉荷载的结构。

主厂房结构可采用钢筋混凝土或钢结构。中国优先选用钢筋混凝土结构，对地处高烈度地震区的主厂房可采用钢结构。锅炉房结构基本上利用锅炉本体的钢结构，一般由锅炉设备制造商承担设计和制造。早期还曾有主厂房梁柱采用外包钢、钢管混凝土等组合结构及钢筋混凝土锅炉构架的应用实例。美国、日本和欧洲部分国家的主厂房多采用钢结构。

框排架结构指由汽机房外侧柱和屋盖、除氧间、煤仓间或除氧煤仓间框架等组成的结构型式。①钢筋混凝土框排架结构主要采用现浇钢筋混凝土结构，为提高结构的抗震性能，不再采用部分或全部预制装配的钢筋混凝土结构。除汽机房外侧柱采用钢支撑-混凝土框架外，除氧间和煤仓间的结构体系多采用框架、框架-抗震墙等结构体系。汽机房屋盖与汽机房柱多为铰接连接，其余梁与柱的连接以刚性连接为主。②钢框排架结构由型钢截面的梁、柱及支撑、钢梁-现浇板组合楼板组成。有全铰接加支撑、纵向铰接加支撑和横向全部刚接加垂直支撑、纵向铰接加支撑和横向全部刚接等三种结构体系。主要受力构件选用热轧H型钢或焊接H型钢，大型机组框排架柱也有采用焊接方形截面的。

钢结构的构件连接全部采用工厂焊接和工地高强螺栓连接。梁与柱铰接连接时采用高强螺栓，梁与柱刚性连接时采用柱上先焊接短梁，现场安装时采用高强螺栓拼接。支撑杆件通过连接板或连接型钢，采用高强螺栓连接到梁与柱节点上。次梁与主梁采用高强螺栓铰接连接。柱脚与基础多采用基础内预埋锚栓的铰接连接型式，柱与柱拼接一般采用柱拼接面铣平顶紧和高强螺栓。

汽机房吊车梁可采用钢筋混凝土梁、预应力混凝土梁或钢梁等结构。柱距小于9m、行车额定起重量小于或等于75t时，通常采用钢筋混凝土梁，柱距大于9m时多采用预应力混凝土梁或钢梁。

汽机房屋盖由屋面梁、屋面板和支撑体系组成。屋面梁多采用钢桁架、钢网架或实腹钢梁等型式，在地震区或软弱地质条件下，屋面板可用复合压型钢板，以减轻屋盖重量。汽机房扩建端墙为考虑扩建时拆迁方便，骨架一般采用钢结构。

各层楼板通常为钢梁-现浇板组合结构或现浇钢筋混凝土梁板结构。煤仓间布置的钢煤斗有悬吊式或支承式。支承式多为上部圆柱形或圆形渐变方形、下部圆锥形煤斗；悬吊式多为方形或矩形煤斗。

整体结构分析　主厂房为空间整体结构，框排架结构采

用三维空间结构体系进行整体内力分析。对次梁和楼板还需要进行更详细的内力分析。

计算简图取梁、柱、支撑等杆件截面几何中心的连线，墙、板则取截面中心的平面，柱底取至基础顶面，对几何中心偏离的变截面柱则考虑偏心的影响。作用荷载包括自重、楼屋面活荷载、风雪荷载、吊车荷载、设备和管道荷载，还应考虑地震作用和超长结构的温度作用。设备和管道荷载取值按区分正常运行、非正常运行和偶然工况等分别取用并参与相应的荷载组合。通过结构力学分析最终获得杆件的最不利组合的内力值，用于梁和柱断面的强度、稳定和变形验算。一般通过大型有限元分析软件，可以完成结构模型建立、荷载计算与组合、内力分析和截面验算全过程。

结构变形缝　指伸缩缝、沉降缝和抗震缝。为避免由于气温变化导致较长构件内部应力增加，在建筑物长度方向的适当位置设置伸缩缝。基础部分可不设伸缩缝。

当地基条件差别较大，或相邻建筑物的结构形式、高度差异及荷载差别较大时，为避免建筑物不均匀沉降产生建筑开裂，应在适当位置设置沉降缝，并从基础到厂房顶端全部贯通。一般在主厂房与锅炉炉架、主厂房与汽轮发电机组基座、主厂房与天桥、运煤栈桥和毗邻建筑等连接处设置。当需要抗震设防时，应至少在上述部位设有抗震缝。抗震缝可与沉降缝合并；厂房的纵向温度伸缩缝可兼做纵向抗震缝，但抗震缝的宽度应符合抗震规范的规定。

zhuchangfang jiegou shigong

主厂房结构施工

(main power building structure construction)　按照设计图纸和规范要求，把建筑材料和构件构筑成能接受、承担和传递各种荷载或作用，维持结构整体性、稳定性和安全性的系统体系，形成主厂房的空间受力结构体系的建造过程。主厂房通常是由汽机房、除氧间和煤仓间组成的主体建筑，常用的结构有钢筋混凝土现浇结构和钢结构两种（见主厂房结构）。主厂房的除氧间和煤仓间框架是施工的重点和关键。

现浇结构施工　20世纪80年代以后，大、中型电厂主厂房普遍采用钢筋混凝土现浇结构。现浇结构施工分为钢筋施工（配置和安装）、模板安装和混凝土浇注三个部分。

钢筋施工　钢筋配置采用工厂化配置或现场设置钢筋加工场，配置调直机、切断机、弯钩机、弯曲机、对焊机、螺纹加工机械等形成钢筋流水加工线。钢筋的接长多用闪光对焊，接长后的长钢筋用1%延伸率冷拉拉直。钢筋经过除锈、调直和对接或加工好连接螺纹，按设计尺寸切断和弯制成型后，再运往现场绑扎。钢筋安装多用人工，要求钢筋型号、直径、根数和间距准确，绑扎牢固不变形。主厂房梁柱主筋连接常采用机械连接（锥螺纹、直螺纹、套筒挤压接头）。楼板钢筋上下两层间要用圆钢撑架支承，在浇筑混凝土时还要随时检查和恢复上下层间距，避免因人踩踏变形而降低楼板的有效厚度。

模板安装　模板分木模和钢模两类，木模多使用市场供应的胶合模板，钢模应用定型组合钢模板，大型梁、板、墙板也可使用大模板拼装。模板多采用钢管支撑架（脚手管）和桁架支撑体系，任何体系的模板支撑都需确定荷载及环境因素，经过强度和稳定性计算来选定用料和间距等搭设方式。断面大的柱模可采用槽钢围檩等形成柱箍，分段加固或每隔一定高度用一道$\phi16\sim\phi20$的对拉螺栓加固。模板外形尺寸应准确，接缝严密不漏浆，并要注意预埋件、预留孔与中心轴线位置的一致。

混凝土浇注　主厂房框、排架一般按楼层分段浇筑，浇筑时施工缝一般应留在楼层梁底与柱交接处，楼板施工缝应留在1/4或1/3主梁跨度间。其他要求见混凝土施工。

钢结构施工　钢结构主厂房也是大型电厂常用的结构型式，施工分构件制作和现场安装两个部分。

构件制作　整个主厂房构件制作可分为钢柱、框架梁、楼层梁、柱间支撑、水平支撑、钢屋架、行车梁、钢煤斗、围檩和小型构件（钢梯、栏杆、单轨、平台等）十大类。构件形式大部分为箱型结构、焊接H型钢，小部分为热轧H型钢及热轧型钢。

钢结构构件大部分在工厂内加工制造，也可在现场通过优化布置工厂化流水生产线加工。采用计算机机械制图放样下料，利用数控切割机、端铣设备等提高制作精度；采用配套焊机设备保证焊接质量；配合框架出厂的预组装检查验收，保证整个主厂房钢结构的制作质量和精度。

在适应运输道路弯道及安装工况条件下，钢构件需控制长度（或高度）和质量，进行合理的分段。

现场安装　主厂房钢结构多采用综合吊装法，即每台机组的钢结构按先柱后梁顺序从一端沿长度方向分层阶梯型退吊，主吊机械选用250～600t履带式起重机，同时辅以稍小吨位的起重机做构件卸车、移位配合。根据构件的质量和起重机的起重半径、起重高度确定吊装顺序，钢结构的吊装顺序和周期应与同期安装的设备交叉施工。

构件的制作和安装使用统一的标准尺。框架或柱的分段构件吊装就位并经检测调整垂直度偏差后，用缆索临时固定，并进行接头连接。钢柱的垂直度要严格控制，检测时，应考虑日照、风力等外界条件的影响，一般放在阴天或早晚没有日照的时段进行。箱型柱的连接采用现场焊接，其余构件之间的连接采用高强螺栓，安装后分两次紧固。钢结构的油漆工艺要求对钢材表面采用喷砂、喷丸或酸洗处理，构件出厂前涂两道底漆、一道面漆，全部安装完成后再涂一道面漆。漆膜厚度室内为100～150μm，室外为125～175μm。

zhuchangfang kangzhen

主厂房抗震

(anti-seismic design of main power building)　主厂房结构设计中所采取的抗地震技术措施。

基本要求　发电厂的主厂房在抗震设防烈度6度及以上时必须进行抗震设计，并执行国家和行业现行抗震设计规程。抗震设防后的预期效果是：在小震作用下不发生破坏；遭受相当于本地区基本设防烈度的地震影响时可能发生损坏，经一般性修理可以继续使用；遭受罕遇地震时不致倒塌。大中型火力发电厂主厂房的抗震设防类别为重点设防类（乙类），要求加强关键部位的抗震措施，提高安全性。

主厂房抗震设计根据厂址区域的抗震设防烈度、场地条件、工艺布置、荷载分布、结构布置和抗震性能需求等因素，安全性与经济性相协调，结合震害调查、抗震性能研究及实践经验进行。首先要重视抗震概念设计，优先满足抗震布置要求，使结构刚度尽量均匀；大型重载设备尽可能低位

布置，空间上荷载均匀分布；避免出现错层，减少平面凹凸；屋盖和围护结构宜采用轻质材料等。结构单元之间、与其他建筑物之间均设置抗震缝，抗震缝宽度按不同设防烈度和建筑高度选定。

结构体系　根据抗震设防烈度、场地条件、机组容量和抗震设防要求确定。

（1）混凝土框排架结构的汽机房外侧柱沿厂房纵向大多采用设钢支撑的结构体系；除氧间和煤仓间的结构体系有框架、框架-抗震墙或框架-支撑体系。侧煤仓间结构体系有框架、框架-抗震墙结构等。

传统的框架-抗震墙结构因受工艺布置限制，仅在单元端部且单向设置抗震墙，使混凝土结构在高烈度场地的抗震性能较弱。随着技术的发展，抗震性能更好的结构体系逐步在主厂房结构设计中应用。①框架-抗震墙结构体系，采用抗震墙双向、均匀分散布置，合理兼顾工艺运行和结构抗震性能的需要；②钢支撑-混凝土框架结构体系，采用防屈曲支撑或耗能支撑，获得更好的抗震性能；③型钢混凝土框架-抗震墙结构体系的研究逐步进入工程实践阶段。

（2）钢结构框排架的结构采用全铰接加支撑体系适合于低烈度地震区；刚接框架加支撑体系或纵向铰接加支撑与横向全部刚接加垂直支撑的混合体系，在高烈度区应用较多。

结构分析　主厂房抗震计算采用振型分解反应谱法，高烈度区对特别不规则的结构和初次采用的新型结构体系，需采用时程分析法进行多遇地震下的补充计算。抗震计算应建立空间计算模型，并计入双向水平地震作用下的扭转影响。高烈度区对长悬臂和跨度大于24m的结构，还需同时考虑竖向地震作用的影响。抗震变形验算应控制结构的楼层内最大弹性层间位移和罕遇地震薄弱层弹塑性层间位移角。

抗震措施　包括抗震设计内力调整和抗震构造措施。抗震设计需考虑“强柱弱梁、强剪弱弯、强节点”的原则，使结构具有足够的延性，并控制结构构件的抗震性能。对钢筋混凝土结构，抗震构造措施应针对混凝土框架节点核心区和墙、柱上下端钢筋进行设计加强；限制柱组合轴压力设计值与全截面混凝土轴心抗压强度设计值之比，即柱轴压比；剪力墙设置约束边缘构件构造措施等。对钢结构，抗震构造措施主要应针对控制杆件长细比、板件宽厚比及节点连接构造等进行设计加强。

对结构特殊的部位，如柱与屋架端部的连接节点、煤斗连接节点、大型设备与结构连接点等，应重点加强连接节点抗震设计。

zhuningjieshui xitong

主凝结水系统

（main condensate system）　汽轮机凝汽器中的凝结水经凝结水泵抽出、升压，再经凝结水处理、轴封加热器、低压加热器输送至除氧器的管道系统。主凝结水系统还向各有关减温器提供减温水及其他杂项用水，设有通向凝汽器的再循环分支管道。

凝结水泵用于输送发电厂凝汽器内的凝结水，通常采用立式筒型壳体结构，小型机组也可采用卧式泵。一般装设2台100%容量或3台50%容量的凝结水泵，其中1台为备用。凝结水泵的扬程需考虑凝汽器真空、静压差、除氧器压力及设备的阻力等因素。

凝结水处理装置根据锅炉对给水品质的要求设置，一般应用于直流锅炉、亚临界压力及以上的锅筒锅炉、用海水做凝汽器冷却水的超高压机组。超高压以下参数的机组通常不设置凝结水处理装置。该装置的工作压力分低压和中压两种。低压系统凝结水通过凝结水处理装置后需设升压泵，将凝结水再升压输送到除氧器。中压系统凝结水通过凝结水处理装置后将直接输送到除氧器，系统连接相对简捷，通常为亚临界压力及以上参数汽轮机组采用。

轴封冷却器作为汽轮机轴封系统的排汽冷却和加热凝结水用，以回收轴封排汽的热量。轴封排汽冷却后的凝结水排至凝汽器。

低压加热器的加热蒸汽来自汽轮机的低压抽汽。抽汽在加热主凝结水后凝结成水，通过各级加热器逐级回流，最终进入凝汽器或采用疏水泵注入主凝结水系统，以回收热量和工质。

凝结水再循环管道在汽轮机起动或低负荷运行时，保证凝结水泵的最小流量，防止发生汽蚀，并保持轴封冷却器所需要的凝结水流量。再循环流量由再循环管道上的调节阀控制。

主凝结水管道上装有流量调节阀，由除氧器给水箱的水位控制凝结水流量。

zhushebei xuanze

主设备选择

（main power equipment selection）

火力发电厂三大主要设备——锅炉、汽轮机和汽轮发电机的选择和匹配。主设备选择对发电厂的安全运行和实现各项技术经济指标起决定性作用。需根据火电厂在电力系统中的地位、作用、电力负荷的性质及建厂条件进行选择，并使其容量、参数、技术特性相互匹配，在运行中形成统一的有机整体。

设备选择程序　在可行性研究报告经审查批准之后，根据审定的主机配置原则，设计机构应建设单位要求，提出主设备技术规范书，通过招投标方式确定主设备制造厂或供货方。国内的主设备以及所需配置的辅助设备和材料通常采用单独设备的招标采购方式。在国际上，则有将锅炉、汽轮机及汽轮发电机与所需配置的辅助设备和材料一并招标采购方式，即采用所谓分“岛”招标选择供货方，岛的划分视工程需要而定，通常分锅炉岛、汽机岛、仪表和控制岛等。

技术规范书　在采购设备前编制主设备技术规范书，内容包括：①工程概况及与设备有关的设计条件，如气象、地震烈度、水质、油质、煤炭和灰渣的成分和特性等资料；②设备设计、制造的标准、规范；③设备的容量、数量、技术参数和技术条件；④设计范围、供应范围及交货进度；⑤对设备性能和有关技术经济指标的规定；⑥技术资料及交付进度；⑦监造、检验、性能验收试验和技术服务等。此外，还需提出评标的原则和规定，对出力、效率、电耗等保证值差异的评标计算调整方法供建设单位参考。如采取分岛招标方式时，则以岛为单位编制设备规范书，并明确各岛之间供货、工作等界限。

汽轮机选择　根据电力系统和热力负荷的需要确定汽轮机的型式、容量和负荷性质，单机容量一般不大于机组

投运时电力系统容量的5%～8%。对容量为100MW及以上的机组，大多采用中间再热机组。当汽轮机不需承担热力负荷时，应尽可能选择单机容量较大的凝汽式机组；当同时承担热力负荷时，可根据近期热负荷和规划热负荷的大小和特性，按以热定电的原则，选择供热机组。优先选用高参数、大容量的抽汽式供热机组；在有稳定可靠的热负荷时，可采用背压式机组或带抽汽的背压式机组，适宜与抽汽式供热机组配合使用。缺水地区适宜选用空冷式汽轮机。

大型汽轮机的出力一般按国内标准执行，对于空冷机组也可按国际标准执行，出力条件见下表。

大型汽轮机出力条件

标准	出　力	蒸汽参数	背压值	补充水率	冷却水温度	进汽量
国内标准	机组考核工况出力（THA）	额定值	额定值	0	额定值	G
	额定出力（TRL）	额定值	最大值	1.5%～3%	最大值	G_0
	最大连续出力（TMCR）	额定值	额定值	0	额定值	G_0
	汽轮机阀门全开出力（VWO）	额定值	额定值	0	额定值	G_{max}
国际标准	机组考核工况出力（THA）	额定值	额定值	0	额定值	G_0
	最大连续出力（额定出力TMCR）	额定值	额定值	1.5%～3%	额定值	G_0
	汽轮机阀门全开出力（VWO）	额定值	额定值	0	额定值	G_{max}

一般将THA工况的热耗作为考核汽轮机经济性的指标，而将VWO工况时最大的进汽量作为考核汽轮机设计裕量的指标。按国内标准，汽轮机TMCR工况时的出力比THA工况时大5%左右，汽轮机VWO工况时的进汽量比TMCR工况时多3%～5%，出力则大3%～4.5%。

汽轮发电机选择　发电机的额定容量是指在额定的电压、频率、功率因数和氢压（对氢冷发电机）条件下，发电机连续输出的容量（不包括由发电机端供电的励磁系统用电量）。发电机的额定容量、最大连续输出容量分别与汽轮机额定出力、最大连续出力相匹配。发电机的冷却器进水温度与汽轮机相应工况下的冷却水温度相一致。

锅炉选择　根据设计及校核燃料的燃料特性数据确定，并与汽轮机参数相匹配。对锅炉过热器和再热器出口与汽轮机进口的蒸汽压差和温差值，各国技术标准规定有所差别，一般按照设备的制造水平和能源、材料等相关费用，经综合技术经济比较决定。

锅炉蒸发量根据汽轮机在各种出力下的进汽量确定。一般，锅炉额定蒸发量为汽轮机在TRL工况下的进汽量；锅炉最大连续出力（BMCR）为汽轮机在VWO工况下的最大进汽量。锅炉的台数及容量与汽轮机匹配。对于纯凝式汽轮机，应一机配一炉；对于供热式汽轮机，一般为一机配一炉。但在1台容量最大的蒸汽锅炉停用时，其余锅炉的对外供汽能力不能满足连续生产所需的100%生产用汽量和60%～75%冬季采暖、通风及生活用热量的要求时，可由其他热源或锅炉供给。

有关燃气轮机和燃气-蒸汽联合循环的主设备选择见燃气轮机发电厂设计。

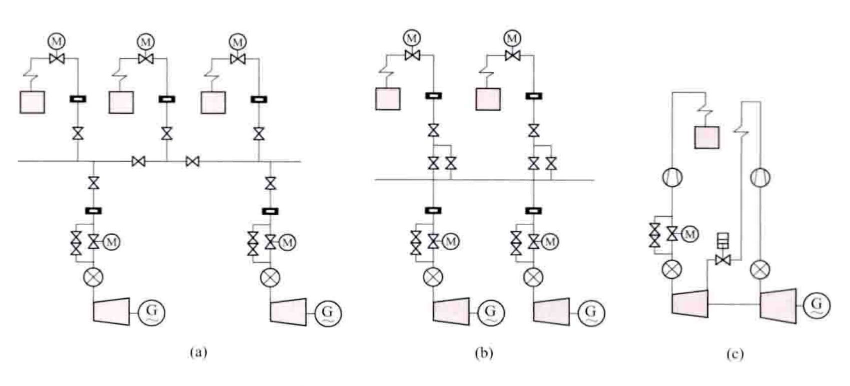
zhuzhengqi xitong

主蒸汽系统　(main steam system)　锅炉过热器联箱出口到汽轮机主汽阀之间的蒸汽管道连接系统。主蒸汽系统类型有单母管制、切换母管制和单元制（见图）。

单母管制系统　将参数相同的锅炉新蒸汽连接到蒸汽母管，再分别送到汽轮机及有关辅助设备的蒸汽管道系统，见图（a）。多用于机、炉台数或容量互不配合的小型火电厂或供热式电厂。为避免母管或与母管相连的阀门故障时，造成与母管相连的全部锅炉和汽轮机停运，采用两个串联的关断阀将母管分成两个以上的区段。当某一区段内相连的阀门故障时，仅停运该区段的锅炉和汽轮机。正常运行时，分段阀门处于全开启状态。

切换母管制系统　汽轮机与对应容量的锅炉组成单元，各单元通过切换阀门与母管连接的蒸汽管道系统，见图（b）。相对应的机、炉可不经过母管做单元运行，也可经过母管实现机、炉并列或交叉运行。切换母管制系统有较高的灵活性，但阀门较多，系统复杂，多在机、炉容量相匹配的中小容量电厂或供热式电厂中采用。

单元制系统　容量相匹配的汽轮机和锅炉组成完全独立单元连接的蒸汽管道系统，见图（c）。高温高压大容量机组，特别是中间再热机组，均采用单元制系统。其特点是系统简单，管道短，阀门和管件少，可以减少主蒸汽管道材料用量，降低投资；压力损失和散热损失较小，主蒸汽管道的压力降可控制在汽轮机额定进汽压力的5%以内，温度降可控制在3～5℃范围内，从而提高机组效率；并便于机、炉协调控制，利于厂房和设备的布置设计。缺点是单元之间不能交叉运行，当锅炉、汽轮机或主蒸汽管道上任一附件发生故障时，整个单元都将被迫停运。



火电厂主蒸汽管道系统

（a）单母管分段系统；（b）切换母管制系统；（c）单元制系统

zhuzhou wanqu

主轴弯曲　(shaft distortion)　汽轮机主轴在热应力和机械力作用下发生的挠曲变形。主轴弯曲分弹性弯曲和

塑性弯曲两类。主轴弹性弯曲是指转子最大内应力不超过材料屈服极限，当外力和热应力消除后，其弯形会自然消失。如转子最大内应力超过材料屈服极限，使转子局部产生塑性变形，当外力和热应力消除后，其变形也不能消失，称为塑性弯曲，也称永久性弯曲。一般弹性弯曲不是事故，机组起动过程中一旦发现弹性弯曲，应及时采取降速暖机或停机盘车等措施，可防止造成事故。永久性弯曲则是设备事故，会使设备不能投入运行，必须进行直轴处理，会造成很大的经济损失。

主轴弯曲的原因　主要有：①由于动静摩擦，转子径向局部过热膨胀，使转子产生热弯曲。当转速低于第一临界转速时，主轴的弯曲方向和转子不平衡离心力的作用方向基本一致，往往产生越磨越弯、越弯越磨的恶性循环，致使主轴产生永久性弯曲。②汽轮机停机后，汽缸、转子金属温度较高，因任何意外原因冷水进入汽缸，都会造成主轴弯曲。进水后，汽缸产生拱背变形，盘车被迫停止。静止的高温转子下半部被水浸泡，过大的上下温差会造成主轴永久性弯曲。③转子的原材料存在过大的残余内应力，经过一段时间的运行后，内应力逐渐得到释放，从而使转子产生弯曲变形。

防止主轴弯曲的措施　主要有：①汽轮机安装时，必须考虑热状态变化的条件，合理地调整动静间隙，以保证在正常运行工况下不会发生动静摩擦。②汽缸应具有良好的保温条件，保证在正常起动和停机过程中不产生过大的上下部温差。③主蒸汽、再热蒸汽及抽汽管道必须有完善的疏水系统。在停机后注意切断与公用系统相连的各种水源，严防汽缸进水。④在运行中加强对机组振动的监视，及早发现动静摩擦。⑤起动前必须认真检查主轴的晃动度、上下汽缸温差及冲转参数，在冲转条件不具备的情况下，严禁起动。

zhuhuichang

贮灰场

(ash yard)　火力发电厂锅炉排出的灰、渣及脱硫副产品（石膏）等电厂废弃物的贮存场地。按照存储方式分为湿式贮灰场（简称湿灰场）和干式贮灰场（简称干灰场）。按贮灰场的地形可分为山谷型（山谷灰场）、平地型（平地、洼地、塌陷区灰场）、山坡型（坡地灰场）、废矿坑及滩涂型等型式。贮灰场的选择需根据环境和生态保护、节约用水、节约用地和投资的基本原则，结合除灰渣系统选型、灰渣综合利用、当地气象和灰场条件等确定。

中国规定的贮灰场容积：在规划阶段的贮灰场总容积为电厂规划容量、设计煤种所计算的20年左右的灰渣（含脱硫副产品）贮存量。初期征地面积按电厂当期设计容量和设计煤种计算的10年左右贮存量确定，灰渣综合利用条件较好时，可按5年左右贮存量确定；初期贮灰场按3年左右的贮存容积建设；当灰渣（含脱硫副产品）确能全部利用时，可按1年左右贮存量确定初期征地面积及建设事故备用贮灰场。贮灰场应分期、分块建设。灰场堆满后可覆土造地或植被绿化。

灰场需设置灰场管理站，配有作业、维护机械、交通、通信和生活设施，并配备专业管理人员。

湿灰场　水力除灰渣系统排出的灰渣浆经自然沉淀后存储的灰场。澄清后的水经排水构筑物排除，并进行排水处理，排水应全部收集回收至电厂重复使用。脱硫石膏浆液通常单独排放分区存储，根据综合利用情况，也可随灰渣浆一同混合排放储存。

选用山谷灰场时，需修筑挡灰坝，保证坝体渗透稳定、抗震稳定和结构整体稳定，并按照洪水量预留洪水容积，设计泄洪设施。挡灰坝最终高度按地形、地质和灰场容积需要确定。为减少坝体工程量，初期灰坝的高度应适当降低，后期可利用灰渣或当地材料在坝前压筑子坝分级加高，分级高度一般为3～5m。初期坝需采用透水坝，因湿沉积灰层的饱和状态剪切强度小于20kPa，而透水坝可有效地降低坝体浸润线，使坝前灰渣良好固结，有利于后期的子坝加高；并采用坝前均匀放灰，保持足够的干滩长度。建透水坝可用渗透系数较大的块石或砂砾石作为坝体材料。如果建不透水土坝，一般在上游坡斜卧层与坝底水平褥垫层采用渗透系数较大的材料组成透水通道；初期坝堆满后可用上游分级子坝加高。

建设江、河、湖、海的滩涂建设湿灰场，必须不影响泄洪，并取得有关部门同意。应按重现期为30～50年的洪水位设计标准修筑灰堤，满足防风浪要求，临水面外坡底部设防冲刷设施，在灰堤外侧设置护面。

干灰场　干灰渣经调湿或渣浆脱水后输送至灰场压实堆置的灰场。脱硫石膏脱水后输送至灰场分区单独堆放。

粉煤灰在含水量为20%～30%的情况下碾压，密度可达水下自然沉积灰体的1.2～1.3倍，干容重为9～12kN/m³，渗透系数为$1.7\times10^{-3}\sim7.98\times10^{-4}$ cm/s。可减少灰场的飘尘和降水渗透对地下水的污染。

干灰场由初期坝及其标高以上的各级加高子坝或灰渣永久边坡形成坝体。干灰中的CaO、Al_2O_3对灰体有一定的胶结和加强后期强度作用，碾压后外坡可用1∶3～1∶3.5的稳定边坡，坡面采用覆土植草、干砌石或混凝土块体护面。灰场的堆灰、碾压、加高、护面随着电厂的运行连续进行，可以保证贮灰场安全运行和边坡稳定。为防止暴雨在干灰场内积水而使排水顺畅，同时避免灰颗粒流失，满足雨后灰渣运输和碾压作业的要求，一般灰面保持1/20～1/30的坡度坡向灰场排水设施的入口。

山谷灰场一般应在堆灰边界设置截洪沟，避免坡面水进入贮灰场。而灰场雨水和山洪一般由设在灰场的排水道排出，经过灰场的排水必须达标排放。

干灰场除配置运输、碾压机械外，还需配置喷洒水设备，保持灰场表面水分，防止灰尘飞扬污染。

灰场防渗　为防止灰水渗入地下造成地下水污染，当灰场地层土的渗透系数大于1×10^{-7} cm/s时，贮灰场底部必须设防渗层。防渗层材料可采用渗透系数小于1×10^{-7} cm/s的土垫层或土工膜。

zhuandong guanliang

转动惯量

(moment of inertia)　刚体绕轴旋转的惯性量度。以旋转体所受转矩与该转矩引起的角加速度的比值表示，等于其质量微元与微元到转轴轴线的半径平方乘积的总和。

汽轮发电机组转子的转动惯量是决定转子扭转自由振荡频率的主要因素（见低频谐振），也决定发电机输出的电磁

功率与输入的机械功率不平衡时发电机组转子角加速度的大小，因此对发电机的动态稳定也有影响。在电力系统稳定性计算中，转动惯量一般以集中质量模型表示，即将发电机转子质量人为集中到选定的结点上。这在计算小容量机组轴系的扭转自由振荡频率时，可满足实用精确度的要求，但用于较大的机组的高阶扭转振荡频率时则计算结果误差大。因此，发展出采用连续质量模型并分段以有限元法计算的方法，这对轴系是否能避开两倍工频的扭转振荡频率可以有比较精确的估计。

zhuanzi dongpingheng

转子动平衡 (rotor dynamic balancing) 为消除转子质量动态不平衡而进行的技术处理措施。为保证转子在轴承中旋转时的振动或振动力减小到允许范围内，要在转子上调整转子质量分布，消除其动态不平衡力。被平衡的转子是刚性转子时，可在专用的动平衡机或现场临时安装的平衡台上进行低速动平衡；被平衡的转子是挠性转子时，则应在专用的高速动平衡机或现场自身轴承上，于工作转速范围内全转速下进行动平衡。动平衡方法可分影响系数法和模态平衡法两大类。

影响系数法 该方法是在转子上试加重引起振动变化，以此求出加重影响系数，作为求解应加平衡重大小和位置的依据。平衡加重的计算采用的关系式为（式中符号均为复数）$\alpha=M/P$；$M=A_1-A_0$。式中 α 为影响系数，μm·(°) /kg；M 为加重效应，μm·(°)；P 为试加重（模态法为成组加重量），kg·(°)；A_0 为原始振动，μm·(°)；A_1 为试加重后振动，μm·(°)。

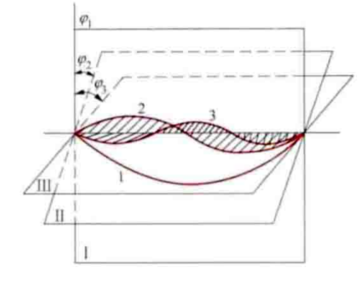
影响系数法的具体计算，按平衡过程中修正面数的多少又可分为单面、双面、多面平衡计算，其表达式为$[\alpha_{mn}][Q_n]+[A_m]=E_m$。式中 α_{mn} 为影响系数；Q_n 为修正重量；A_m 为原始振动；E_m 为残余振动；下角 m 为读点数，等于测点数乘工况数；下角 n 为修正面数。

若在某一特定转速下，只在一个修正面上调整重量，目标只要求减少一个测点的振动至零，应采用支反力为零的单面平衡计算法：$\alpha Q+A_0=0$。

模态平衡法 挠性转子在工作转速范围内运行时要经过一阶、二阶等临界转速，在不同阶次临界转速下，转子有其固有的弯曲变形形态，称为模态（或振型）。转子的质量不平衡，视其在各模态下沿转子全长所处的位置不同，对变形的作用有很大区别。所谓模态平衡法即所加的平衡配重在转子全长上的布置位置要适应转子各阶模态的需要，这样才能发挥加重的有效效应。

模态平衡法主要适用于单个挠性转子的动平衡。如图所示为一挠性转子前三阶模态，其平衡特点是根据工作转速范围内被平衡转子通过（或受影响）临界转速的阶次数，分别在各阶临界转速附近进行平衡。加重形式根据需要平衡的阶次而以成组方式加重。平衡加重的计算与影响系数法相同，仅试加重 P 为成组加重。修正面数与需平衡阶次数 n 相等称为 n 法；先在转子端部两个修正面上调整重量按刚性转子低速进行平衡，再按所需平衡阶次平衡则称为 $n+2$ 法。现世界各国主要采用 n 法。若按 n 法仅需进行一、二阶振型的平衡，常采用谐分量法。

现场轴系平衡 投产后的汽轮发电机组多在现场进行转子动平衡，是在轴系上进行的。轴系平衡的通用方法以影响系数多平面平衡计算为基础，对轴系中挠性转子的成组加重，按阶次数代表修正面数（不用实际加重面数）联合计算。由于多面平衡计算的工作量大，并要进行多种方案的计算比较，所以一般将计算公式编好程序由电子计算机（器）进行计算。因现场平衡是在自身轴承上于实际运行状态下进行的，平衡效果以自身轴承座或其附近转轴的振动为评判依据。



一、二、三阶不平衡分布图示

zhuanzi liewen chuli

转子裂纹处理 (treatment of crack in rotor) 汽轮机转子在高温条件下运行，承受交变热应力，使转子表面应力集中区域发生低周疲劳损伤及高温蠕变损伤，经长期运行后转子表面将出现裂纹。另外，转子在制造加工过程中表面也会受到损伤，留下不应有的刀痕和缺陷。发现这些裂纹和缺陷应及时消除。否则，裂纹在蒸汽介质的腐蚀作用和交变载荷作用下，会加剧发展，导致转子破坏。

裂纹检查 机组在大修时必须对转子进行检查。除宏观检查外，还应对转子中心孔和外表面进行无损检测。如发现转子表面裂纹，应对裂纹深度及长度进行测量。

处理方法 主要有：①转子外表面发生微小裂纹，可以打磨去除裂纹。②转子中心孔表面裂纹和缺陷，可进行镗孔。③转子应力集中区域出现较大裂纹（深度为 10mm 左右），必须采用车削的方法。车削后要进行打磨，并进行表面无损探伤，不得有微裂纹存在。④对加工处理后的转子进行强度校核计算。

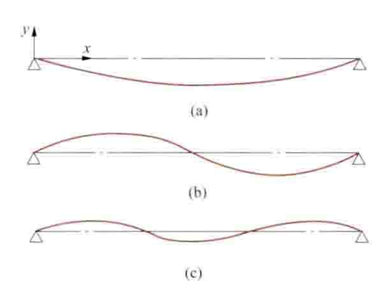
zhuanzi linjie zhuansu

转子临界转速 (rotor critical speed) 与转子及其支承系统的固有振动频率相对应的转速。非振型节点上具有质量偏心的转子，当其在该特征转速下运行时，将会发生剧烈振动。一般汽轮发电机组在起动升速过程中，当转速升至某数值时，激起机组产生最大振动，此转速称为临界转速，即此时转子及其支承系统的固有振动频率与转速的激振频率共振。为使转子能稳定安全运行，设计转子时应使其临界转速避开工作转速 15%以上，由于计算临界转速时轴系模化参数的误差，计算结果是近似的，还需要经过现场实测确定，并尽可能在工作转速范围内使转子得到精确的质量平衡。转子在各种振型下有一系列固有振动频率，因而也有相应的一系列临界转速，由低及高依次称为第一阶临界转速、第二阶临界转速等等。图 (a) ～图 (c) 所示分别为双支座转子的一、二、三阶主振型图。由图知对应于 n 阶，跨距间有 $n-1$ 个节点。

刚性转子和挠性转子 以前一般认为第一阶临界转速高于其工作转速的转子称为刚性转子；相反，第一阶临界转速低于其工作转速的转子称为挠性转子。国际标准化组

织（International Organization for Standardization，ISO）把转子自然挠曲变形引起的附加小平衡可以忽略不计的称为刚性转子；反之称为挠性转子。

运行中影响临界转速的因素　对已投产运行的汽轮发电机组转子，影响临界转速的因素是转子的温度和轴承支承的刚度。转子材料弹性模量与温度有关，转子临界转速与其材料的弹性模量的平方根成正比。因转子的温度随运行工况变化，故临界转速也受运行工况的影响。支承刚度一般是指油膜、轴承和基础的总刚度，其中油膜刚度随运行工况变化较大。因轴承的相对标高在冷态与热态下有所差异，从而改变了油膜的刚度和阻尼，也会影响转子的临界转速。



双支座轴振动时的主振型
(a) 一阶主振型，跨距间没有节点；(b) 二阶主振型，跨距之间有一个节点；(c) 三阶主振型，跨距之间有两个节点

zhuanzi pianxindu jianshiqi

转子偏心度监视器　(rotor eccentricity monitor)

汽轮机监视仪表系统中用于低转速下监视汽轮机转子弯曲的装置。汽轮机在起、停和运行中，由于主轴局部摩擦等原因，导致转子非正常弯曲，诱发强烈振动，易造成设备事故。监视转子的偏心度可感知转子的弯曲程度，当弯曲度稍大时，可及早采取措施予以消除。

监视转子偏心度一般采用涡流线圈式传感器［见轴（承）振动监视器］，探头与主轴圆周表面靠近，形成数毫米的间隙。如主轴偏心，则每转一周，间隙变化一次，所测得的间隙变化量即为偏心度的峰-峰值。

zhuangtai jianxiu

状态检修　(condition based maintenance，CBM)

根据状态监测和诊断技术提供的设备状态信息，判断设备的异常，预知设备的故障，在故障发生前进行检修的方式，即根据设备的健康状态来安排检修计划，实施设备检修。

作用　状态检修是建立在设备广义的监测与诊断、设备的可靠性评价与预测、设备的评估与管理基础之上的。是运用综合性技术和管理手段，准确掌握设备状态，预知设备故障而进行检修决策和管理的一种先进设备管理模式，与设备的制造质量、状态检测水平，以及检修体制、先进的工器具等都密切相关。与传统检修模式相比，状态检修工作最主要的改进是用科学的分析和组织方法，合理安排设备修理计划，防止“欠维修”和“过维修”现象的发生，降低维修成本，提高设备可靠性。

发展与应用　设备状态检修起源于20世纪60年代美国航空工业飞行器的设备检修工作，1978年广泛应用于美国海军舰艇的设备检修。国内电力系统状态检修工作从20世纪90年代初进行试点，经过十几年的试行，各发电企业根据自身的特点进行了各具特色的探索。随着传感技术和计算机网络技术的普及和发展，以及电力系统的不断改革，中国电力系统初步形成了电力设备状态管理和状态检修管理体系，相应出现了一些管理软件和检修系统，对发电企业检修管理体制的改进和完善起到了积极的推动作用。但是，由于发电设备结构和运行状态复杂，逐步发展成为融计划检修、故障检修、状态检修为一体的设备检修管理模式，所以设备状态检修仍需要继续探索，积累经验，改变传统的设备管理观念，逐步建成适应电力系统发展实际的状态检修管理模式。

ziwaiguangdian chengxiang jiance

紫外光电成像检测　(ultraviolet ray detecting)

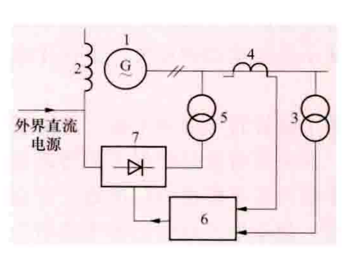
通过检测电晕和表面局部放电，采用高灵敏度的紫外线辐射接受器，记录电晕和表面放电过程中辐射的紫外线，再加以处理、分析达到评价设备状况的技术。紫外光电成像检测方法用于远距离检测交流高压线路、输变电设备外部绝缘状态。紫外光电成像检测仪器采用带通滤波技术，使被检测对象上的背景光亮度降低，提高了光亮度放大器屏幕上表面局部放电图像对比度。同时，通过微通路增强器的脉冲供电方式可以进一步减弱外来光源（月亮、照明器等）产生的光亮。在亮度放大器屏幕上可以观察到伴随电网频率和电子光学转换器开启频率波动的表面局部放电发光的波动。依据这些波动能可靠地把表面局部放电的发光与已被减弱的和不产生波动的外来光亮区分开来，可用于诊断放电过程的各种方法中。紫外光电成像技术的灵敏度、分辨率和抗干扰能力较好。

紫外光电成像检测技术可远距离、高效率、安全、可靠地检测的电器设备包括：①悬挂式瓷绝缘中的零值绝缘子；②电晕放电和表面局部放电的来源；③支柱式绝缘子上的微观裂纹；④绝缘子的表面污秽程度；⑤发电机定子线棒绝缘缺陷；⑥运行中电力设备外绝缘子闪络痕迹；⑦高压带电设备布局、结构、安装工艺及设计等是否合理；⑧由于高压输电线路断股及线径过小而引起的电晕放电；⑨干扰通信线路的高压输电线路放电部位；⑩高压输变电设备上可能搭接的导电物体，如金属丝。

zibingli zhengliu lici

自并励整流励磁　(self-excitation with potential source rectifier)

同步发电机励磁电流由接在机端的励磁变压器经可控整流器整流后供给的励磁方式。自并励可控整流励磁装置由励磁变压器、励磁调节装置、功率整流装置、灭磁装置、起励装置、励磁操作设备等组成，如图所示。



自并励整流励磁系统原理图
1—发电机；2—发电机励磁绕组；3—电压互感器；4—电流互感器；5—励磁变压器；6—自动电压调节器；7—可控整流器

自并励整流励磁的特点：①系统结构简单，除集电环外没有旋转部件，维护简单；②系统无交流励磁机，缩短机组轴系长度，减小占地面积；③系统响应速度快，可获得较高强励电压倍数，有利于改善电力系统暂态稳定；④可实现逆变灭磁，减轻

灭磁开关负担；⑤当电力系统短路时，特别是发电机机端附近短路时，励磁系统强励能力受到很大影响，短路电流的衰减快，可能使带时限的继电保护拒动。有关研究和试验表明，仅在短路后 0.5s 以后，自并励可控整流励磁方式的缺点才表现出来。通过发电机出线采用离相封闭母线，以及双重化发电机快速保护以及带记忆的延时保护，使在发电机近端发生的短路故障的几率大为降低，且能快速、可靠地切除机端短路故障，系统性能完全满足电力系统运行要求。

由于自并励整流励磁系统优点突出，几乎适用于所有类型的同步发电机。因此这种励磁方式越来越普遍地在汽轮发电机中得到应用。

zidong dianya tiaozheng

自动电压调整 (automatic voltage regulation, AVR)

同步发电机励磁控制系统对发电机端电压实施自动调节的功能。由于同步发电机具有电枢反应，其端电压随负载变化而波动，发电机励磁控制系统通过不断调节励磁电流来实现对机端电压自动调节的功能，维持发电机端电压稳定。

自动电压调节器与励磁机、同步发电机组成励磁控制系统，如图 1 所示。自动电压调节器（automatic voltage regulator，AVR）是励磁控制系统的核心部件，元件性能和调节准则对调节系统的品质起主导作用。自动电压调节器是以同步发电机运行参数（电压、电流、功率因数等）为反馈控制信号，调节发电机励磁电流以实现机端电压调整的，同时还有相关附加功能环节。

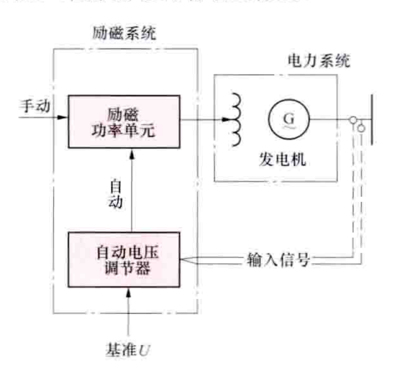


图 1 励磁控制系统图

功能 自动电压调节器由基本调节功能和辅助功能两部分组成，其结构框图如图 2 所示。

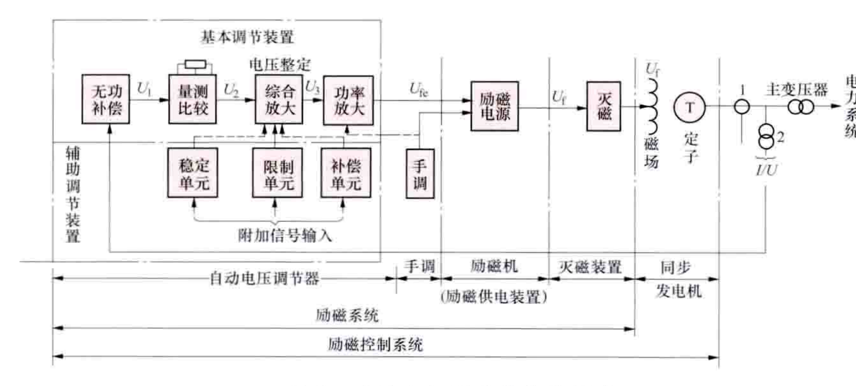


图 2 自动电压调节器结构框图

1—电流互感器；2—电压互感器

基本调节功能 分自动方式与手动方式两种情况：自动方式基本功能是比较发电机实际端电压与自动给定值，用以控制发电机端电压；手动方式基本功能是比较发电机实际励磁电流与手动给定值，用以控制发电机励磁电流为恒定值。调节特性是衡量自动电压调节器静态工作性能的依据，其特性见图 3。

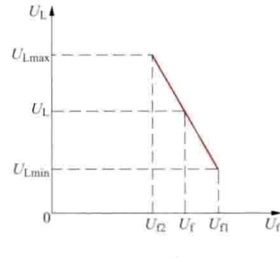


图 3 自动电压调节器特性

通常用发电机的无功调节特性来反映自动电压调节器的静态性能，且用调差系数 δ 表示，即

$$\delta=(U_0^*-U^*)\times100\%$$

式中 U_0^* 为发电机空载状态下端电压的标幺值；U^* 为功率因数等于零，定子电流等于额定值时发电机电压的标幺值。

无功补偿器不接入，发电机负载从额定值变化到零时，端电压的变化率称为自然调差系数 δ_0，计算式为

$$\delta_0=(U_0^*-U_N^*)\times100\%$$

式中 U_N^* 为额定工况下发电机端电压的标幺值。δ_0 决定于励磁控制系统的放大倍数，是反映自动电压调节器调节精度的重要指标。

无功补偿器用于并联运行机组间无功功率的分配。并联运行的发电机组，其无功调节特性 δ 应为正值，即具有下倾特性。通常要求各台发电机组无功负载的波动与其容量成比例，所以在公共母线上并联运行机组的调差系数 δ 要求相等。

辅助功能 包括励磁系统稳定器，其功能是用串联或反馈补偿来校正正向信号，改进励磁控制系统的动态特性；以及过励限制单元（见过励磁限制）；低励限制单元（见最低励磁限制）；伏/赫限制单元（见伏/赫保护）；电力系统稳定器（PSS）等。

分类 自动电压调节器按组成的元件及其性能可分为机电型、电磁型、电子式和数字式等四种类型，前三种自动电压调节器已经甚少使用。现在应用的自动电压调节器均为数字式自动电压调节器。

数字式自动电压调节器（DAVR）采用微型计算机作为综合、处理信号的“智能”部件，可控整流电路作为其功率输出单元。它能构成多输入-多输出的反馈控制系统，并可应用现代控制理论实现最优励磁控制。发电机的电压、电流等运行参数经模/数（A/D）转换后输入计算机，计算程序按所选用的调节准则运行，获得恰当的调节量输出，控制可控整流电路的输出电流，完成其调节任务。数字式自动电压调节器采用冗余容错技术，通过硬件配置的冗余，使调节器在局部出现故障时仍能保持正常工作，提高调节器的整体可靠性。

调节准则 又称调节方式，即自动电压调节器对被调量进行调节所采用的数学模型，常用的有基于古典控制理论的单变量控制方式，即比例控制方式和 PID（比例、积分、微分）控制方式；基于现代控制理论的线性最优控制方式。

比例调节 按发电机电压、电流等运行参数偏差的比例进行调节。

比例、积分、微分（PID）调节 按发电机电压、电流等运行参数偏差的比例、积分和微分进行调节，选用不同的

放大系数以求得较佳的调节性能，此外还引入某些运行参数的导数（如电压、电流的导数，频率或转速）以改善机组运行的稳定性。

最优控制　最优控制的含义是在一定具体条件下，使控制过程的偏差最小、时间最短、终值最优、控制能量最小。最优控制的目标是在给定控制规律下使受控系统达到特定条件下的最优。属于多变量的控制系统。

zidong tongbu liheqi

自动同步离合器　(self-shifting synchronous clutch)

主动件与从动件的转速逐渐趋于同步时，能自动实现啮合或分离的装置，又称 3S 离合器。

结构与工作原理　现在使用的 3S 离合器均为棘齿型，其结构原理性示意图见图 1，由主动件、滑动件和从动件三部分组成。滑动件与主动件之间以螺旋花键传递扭矩，并靠螺旋花键传扭方向的变化，使滑动件左移或右移，以实现离合器齿的分离或啮合。滑动件上有棘爪，与从动件上的棘轮相配，是实现自动离合的关键部件。棘爪能绕安装轴转动，靠弹簧力将头部抬起，与棘轮棘合，如图 2（a）所示。机组静止时，离合器处于图 1 所示上半部位置。主动件开始旋转时，棘轮对棘爪产生作用力，使滑动件相对主动件旋转，受螺旋花键的导向作用，滑动件向图 1 所示右侧移动，离合器齿的啮合情况变为图 1 所示下半部位置，使主动件带动从动件一起旋转。机组运行时，如处于主动件端的燃气轮机要停机，而从动件端仍需继续工作，则随着主动件端转速的下降，螺旋花键传递的力矩反向，促使滑动件向图 1 左侧移动，离合器齿分离，变为图 1 所示上半部位置，主动件端的机组就可以继续降速停机。此时，棘爪头部虽抬起，但由于转向关系，其与棘轮之间不棘合，而呈“活轮”状态。当从动件端在工作，而主动件端由静止状态起动拟投入工作时，主动件端的转速要升高到略超过从动件的转速，棘轮就会对棘爪产生作用力，使滑动件右移，离合器齿啮合，机组就可带着从动件工作。

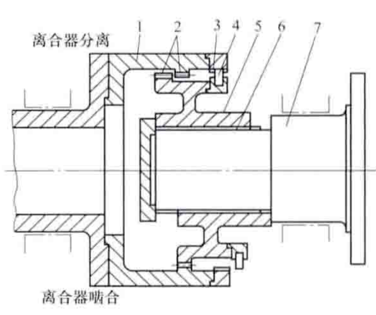
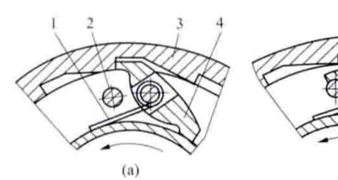


图 1　3S 离合器结构原理

1—从动件；2—离合器齿；3—棘轮；4—棘爪；5—滑动件；6—螺旋花键；7—主动件



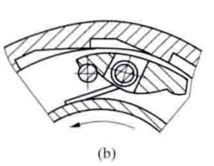


图 2　棘爪与棘轮的工作状态

(a) 低速时棘爪棘轮状态；(b) 高速时棘爪棘轮状态

1—弹簧；2—限位销钉；3—棘轮；4—棘爪

但高转速下处于“活轮”工作状态的棘爪，因受棘轮压下和弹簧弹起的作用，棘爪头部与棘轮间会发生撞击和摩擦，很易损坏。可采用能使棘爪与棘轮分离的结构，如图 2 所示。这种方案称为低速棘爪棘轮结构。在低转速下棘爪受弹簧力作用，头部弹起与棘轮棘合，见图 2（a）。当转速升高到一定值时，棘爪尾部由于偏心离心力大于弹簧力而抬起，使头部与棘轮分离，消除“活轮”状态，见图 2（b）。另一种方案称为高速棘爪棘轮结构。在低转速下棘爪受弹簧力作用，尾部抬起，与棘轮分离；高转速下棘爪头部由于偏心离心力大于弹簧力而抬起，与棘轮棘合。图 2 所示结构为棘轮在外圆侧，棘爪在内圆侧，还有棘爪在外圆侧、棘轮在内圆侧的结构，同样有高速与低速两种结构。在 3S 离合器上同时应用高速与低速两种棘爪和棘轮后，能消除高转速下的“活轮”工作状态，这时低速的棘爪在从动件上，高速的棘爪在滑动件上。大功率的 3S 离合器还采用大、小两个滑动件，以改善工作的可靠性。

应用　如图 3 所示。图 3（a）所示为发电机改做调相机运行时的情况，包括的状况有：①燃气轮机带动发电机一起起动投运发电；②发电机改做调相机运行，将燃气轮机停下；③发电机做调相机运行时需投运燃气轮机，将发电机改做发电运行。图 3（b）所示为单轴式联合循环机组运行时的情况。燃气轮机能独自快速起动投运发电，而汽轮机则在余热锅炉产汽后暖机起动，再投入运行。汽轮机还可以独自停机。图 3（c）所示为军舰用两台燃气轮机传动一个螺旋桨的联合动力装置运行时的情况。可使任意一台燃气轮机单独运行，或两台同时运行；或当两台同时运行时，任意停掉一台；或当一台运行时，使另一台也投入运行。

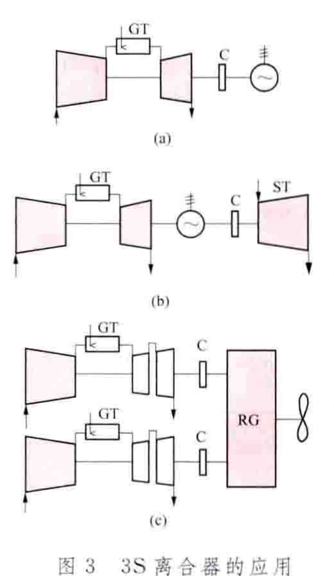


图 3　3S 离合器的应用

(a) 发电机改做调相机运行；(b) 单轴式联合循环机组运行；(c) 两台燃气轮机联合传动

C—3S 离合器；GT—燃气轮机；RG—减速齿轮箱；ST—汽轮机

zidong zhuqifa

自动主汽阀　(automatic main stop valve)

控制汽轮机进汽并能在紧急状态下快速关闭截断进汽的专用阀门，是汽轮机保安系统重要组成部件之一。在汽轮发电机组故障要求实行紧急停机的情况下，通过保护系统自动控制或就地操作或远方操作立即关闭主汽阀，截断汽轮机进汽，防止事故扩大和设备损坏。自动主汽阀应动作迅速、可靠和关闭严密。

结构　自动主汽阀由汽阀和操纵机构组成。双座阀提升力小但严密性差，所以普遍采用单座阀。在阀芯中设有预启阀，用于降低汽阀前后压差，便于阀的开启。阀杆和密封面有司太立合金或氮化处理，以防卡涩。阀芯周围设有滤网，防止异物进入汽轮机。操纵机构一般采用断流式单侧进油油动机（见传动放大机构）。在操纵机构中还设有阀杆活动装置，以防汽阀阀杆卡涩。

类型　有卧式（图 1）、立式（图 2）和联合式（图 3）。其结构布置与特点列于表。

各类型自动主汽阀结构布置与特点

类型	卧式主汽阀	立式主汽阀	联合汽阀
结构布置	主汽阀卧式布置，操纵机构布置在阀体前端的运转平台上	主汽阀为单座阀立式布置，设有预启阀。汽阀布置在运转平台下，操纵机构布置在运转平台上	主汽阀和调节汽阀为一体结构。立式或卧式布置，工作时先开启带有预启阀的主汽阀，然后开启调节汽阀
特点	(1) 蒸汽管道弯头少，压力损失小； (2) 避免了高压油泄漏到高温管道引起火灾； (3) 活动部件容易卡涩； (4) 安装、检修不方便	(1) 起动提升力小； (2) 安装、检修较方便； (3) 油动机漏油容易引起火灾	(1) 布置紧凑； (2) 气流流动损失小； (3) 立式布置的联合汽阀阀杆伸出端较长，易卡涩； (4) 广泛应用于大型汽轮机

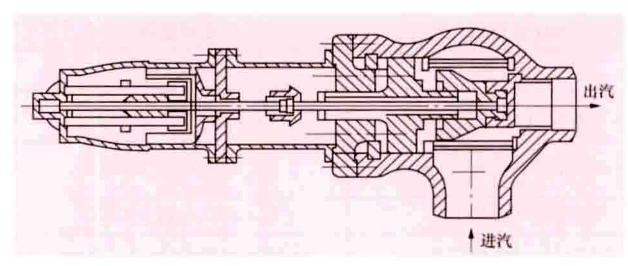


图 1 卧式主汽阀

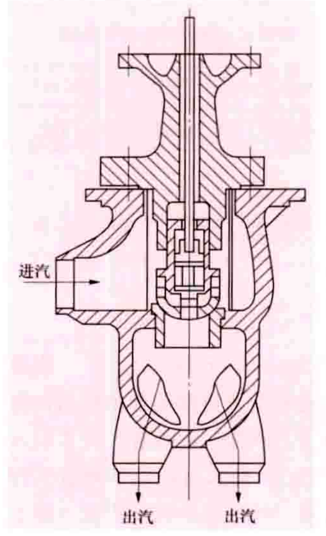


图 2 立式主汽阀

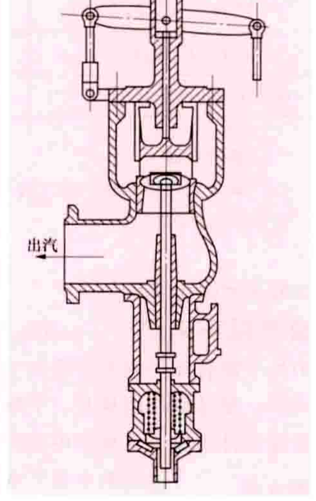


图 3 联合汽阀

zifuli zhengliu lici

自复励整流励磁 (self-excitation with compound source rectifier) 从同步发电机电压和电流取得励磁电源，经整流器整流后供给发电机励磁电流的励磁方式。按其电压、电流复合位置的不同，可分为交流侧叠加自复励和直流侧叠加自复励。

交流侧叠加自复励 励磁变压器输出与励磁串联变压器输出，先叠加再经过整流供给发电机励磁，则构成交流侧叠加自复励方式。按叠加方式的不同可分为交流侧串联自复励［见图 1 (a)］及交流侧并联自复励［见图 1 (b)］。

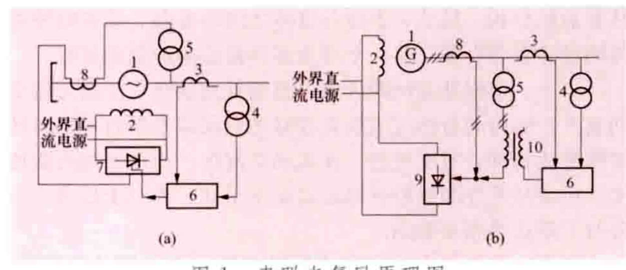


图 1 串联自复励原理图

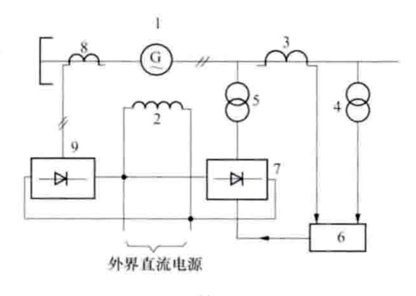
(a) 交流侧串联自复励；(b) 交流侧并联自复励

1—发电机；2—发电机励磁绕组；3—电流互感器；4—电压互感器；5—励磁变压器；6—自动电压调节器；7—可控整流器；8—串联变压器；9—整流器；10—饱和电抗器

图 1 (a) 中发电机的励磁由接在机端的励磁变压器和接在中性点侧的串联变压器串联后经可控整流器整流后提供。可控整流器输入电压等于励磁变压器和串联变压器二次侧电压的相量和。

图 1 (b) 中励磁变压器串接一个饱和电抗器后与串联变压器二次侧并联，经整流桥整流后供给发电机励磁。

直流侧叠加自复励 在自并励的基础上加一台与发电机定子回路串联的励磁变压器，经整流后在直流侧叠加，则构成直流侧叠加自复励方式。叠加方式可分为并联自复励［图 2 (a)］和串联自复励［图 2 (b)］两种。



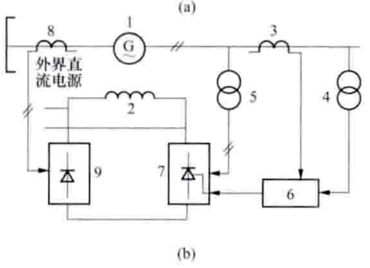


图 2 并联自复励原理图

(a) 直流侧并联自复励；

(b) 直流侧串联自复励

1—发电机；2—发电机励磁绕组；3—电流互感器；4—电压互感器；5—励磁变压器；6—自动电压调节器；7—可控整流器；8—串联变压器；9—整流器

图 2 (a) 中发电机励磁由接在机端的励磁变压器及接在中性点一侧的串联变压器分别经可控整流器及整流器整流后在直流侧并联提供。图 2 (b) 所示直流侧串联自复励的主要工作特性与交流侧串联自复励相同。

自复励整流励磁系统具有相复励作用，有较高的运行独立性，可保持较高的顶值电压倍数、响应速度快，但由于系统接线复杂、投资高，复励部分与自励部分协调配合较差，现发电厂已很少采用这种励磁方式。

ziran duiliu huanre

自然对流换热 (natural convection heat transfer)

由于流体内部温度差引起密度不同而形成的浮升力，在此浮升力引发的运动下所产生的换热过程，又称自由运动换热。热力管道、热力设备、锅炉炉体等与周围空气之间的换热都是自然对流换热。它的强度取决于流体沿固体换热表面的流动状态及其发展情况，而这些又与流体流动的空间和换

热表面的形状、尺寸、表面与流体之间的温差、流体的种类与物性参数等有关，是一个受众多因素影响的复杂过程。

分类　依流动空间的大小，自然对流换热可分成无限空间或大空间内的自然对流换热和封闭空间或小空间内的自然对流换热两种。对于前者，在流动空间内，流体沿加热面的上升运动与沿冷却面的下降运动互不干扰；而对于后者，上升与下降运动相互影响。

计算　无论是大空间内或封闭空间内的自然对流换热，其流体流动的状态亦即换热的强弱都可用无量纲数 $Gr \equiv g\beta(T_w - T_\infty)L^3/\nu^2$ 和 $Pr \equiv \nu/a$ 的乘积来表示。这里，g 为重力加速度，β 为流体的体胀系数，T_w 和 T_∞ 分别为换热表面的和远离换热表面流体的温度，L 为物体的定型尺寸（例如，对于竖壁和竖管为高度，对于横管为直径），ν 和 a 为 $T_f = \frac{1}{2}(T_w + T_\infty)$ 温度下流体的运动黏度和热扩散率。Gr 称为格拉晓夫数，是浮升力与黏滞力的比值，表示浮升力对流场的影响。当 Gr 数较小时，沿换热表面的流动状态为层流；当 Gr 数增大到某个临界值时，层流变得不稳定并过渡为湍流。Pr 数表示流体物性对换热过程的影响。所以常用 Gr 数和 Pr 数的乘积来综合表示流体运动的状态和物性对换热强度的影响。这种影响通常表述成下述指数函数形式，称为换热关系式

$$Nu_f = c\,(Gr_f Pr_f)^n$$

$$Nu = hL/\lambda$$

式中 h 为换热系数，λ 为流体的导热系数，Nu 称为努塞尔数。

它是在一定的（$Gr_f Pr_f$）范围内，用实验数据综合出来的。c、n 为实验常数，随流体运动的状态，流动空间和换热面的形状、尺寸以及位置、流体的物性参数，换热面与流体之间的温差等因素的不同而变化。对于大空间内的自然对流换热，一些典型情况下的 c、n 值如表 1 所示。下角标 f 表示各物性参数是以 T_f 作为定性温度来确定其数值的。竖直平板上的自然对流换热的平均表面传热系数，可以采用丘吉尔（Churchill）和朱（Chu）关联式计算，即

$$Nu_m = \frac{h_m L}{\lambda} = \left\{0.825 + \frac{0.387(Gr_m Pr_m)^{1/6}}{\left[1+(0.492/Pr_m)^{9/16}\right]^{8/27}}\right\}^2$$

$$Gr_m Pr_m = 10^{-1} \sim 10^{12}$$

表 1　几种典型的物体与流体间的自然对流换热关系式中的 c 和 n 值

换热物体形状	定型尺寸 L	$Gr_f Pr_f$	c	n	备　注
竖板和竖直圆管（圆柱），T_w = 常数	板或圆管的高度	$10^4 \sim 10^9$	0.59	1/4	层流　圆柱 $D/L \geqslant 35/Gr_f^{1/4}$
		$10^9 \sim 10^{13}$	0.10	1/3	湍流
水平圆柱（圆管），T_w = 常数	圆柱直径	$10^4 \sim 10^7$	0.48	1/4	层流
		$10^7 \sim 10^{12}$	0.125	1/3	湍流
水平平板热面朝上或冷面朝下，T_w = 常数	$L = \frac{平板表面积}{平板周长}$	$2\times10^4 \sim 8\times10^6$	0.54	1/4	层流
		$8\times10^6 \sim 10^{11}$	0.15	1/3	湍流
水平平板热面朝下或冷面朝上，T_w = 常数		$10^5 \sim 10^{11}$	0.58	1/5	层流

该式的适用条件：等壁温与等热流边界条件；层流与紊流。

在封闭空间内自然对流的情况除与流体性质、冷热表面温差有关外，还将受空间的形状与尺寸的影响，过程更为复杂。以矩形夹层为例，当厚度为 δ 的夹层竖直放置时，由于流体沿热壁向上运动和沿冷壁向下运动的两股流动的边界互相作用，使整个夹层内形成若干环流，此时夹层的换热系数增大。而当 $Gr_\delta \equiv g\beta(T_{w1} - T_{w2})\delta^3/\nu^2 < 2000$ 时，可认为夹层内没有流动发生，通过夹层的热量可按纯导热过程计算。当夹层水平放置且热壁在下时，$Gr_\delta > 1700$ 以后夹层内形成有秩序的蜂窝状分布的环流；$Gr_\delta \geqslant 50\,000$ 时蜂窝状环流消失，变成湍流；$Gr_\delta < 1700$ 时可按纯导热过程计算。对于夹层，换热系数可用公式 $q = h(T_{w1} - T_{w2})$ W/m² 定义，式中 T_{w1} 和 T_{w2} 分别为热壁和冷壁的温度，K；q 为热流密度。竖直、倾斜以及水平夹层的换热关系式列于表 2。

表 2　矩形夹层几种典型状态的换热关系式

夹层位置	Nu_δ 关联式	适用范围
竖直夹层（气体）	$=1$ 导热	$Gr_\delta \leqslant 2000$
	$=0.18Gr_\delta^{1/4}\left(\frac{\delta}{H}\right)^{1/9}$（层流）	$2000 \leqslant Gr_\delta \leqslant 2\times10^5$
	$=0.065Gr_\delta^{1/3}\left(\frac{\delta}{H}\right)^{1/9}$（湍流）	$2\times10^5 \leqslant Gr_\delta \leqslant 2\times10^7$
水平夹层（热面在下）（气体）	$=0.059(Gr_\delta Pr)^{0.4}$	$1700 < (Gr_\delta Pr) < 7000$
	$=0.212(Gr_\delta Pr)^{1/4}$	$7000 < (Gr_\delta Pr) < 3.2\times10^5$
	$=0.061(Gr_\delta Pr)^{1/3}$	$(Gr_\delta Pr) > 3.2\times10^5$
倾斜夹层（热面在下与水平夹角为 θ）（气体）	$=1+1.446\left(1-\frac{1708}{Gr_\delta Pr\cos\theta}\right)$	$1708 < (Gr_\delta Pr\cos\theta) < 5900$
	$=0.229(Gr_\delta Pr\cos\theta)^{0.252}$	$5900 < (Gr_\delta Pr\cos\theta) < 9.23\times10^4$
	$=0.157(Gr_\delta Pr\cos\theta)^{0.285}$	$9.23\times10^4 < (Gr_\delta Pr\cos\theta) < 10^6$

参考书目

章熙民，任泽霈，梅飞鸣．传热学．北京：中国建筑工业出版社，2007.

ziran xunhuan guolu

自然循环锅炉　（natural circulation boiler）　依靠炉外下降管和炉内上升管间工质密度差而推动水循环的锅筒锅炉。循环回路由锅筒、下降管、联箱、上升管、汽水引入管等部件组成（见锅炉中插图 3a）。锅水由炉外下降管下行进入水冷壁下联箱，然后经炉膛水冷壁（即上升管）被加热成汽水混合物（含汽率为 5%～25%），再通过汽水引入管进入锅筒进行汽水分离，饱和蒸汽被送往过热器，锅水仍返回下降管继续循环。

自然循环锅炉的主要特点为：①限于在亚临界压力以下的工作。蒸汽参数为 16.6～18.2MPa、锅筒工作压力达 18.6～20.6MPa 的自然循环锅炉应用很广，表明在亚临界压力下，采用自然循环仍具有足够的水循环推动力，以实现安全可靠的运行。②具有固定的蒸发段终点。锅筒将蒸发、过热两段截然分开，且作为锅炉的蓄热器与蓄水器。③在设计正

确、能维持适当的循环水流量或循环倍率（指进入上升管的循环水量与其产汽量之比）的正常运行条件下，具有良好的自补偿能力，即当回路的吸热量增大时循环水流量亦自动随之增加。④亚临界压力下水冷壁常采用内螺纹管，以保证足够的防止管内工质偏离核态沸腾（DNB）的能力（见膜态沸腾）。⑤可通过锅筒内的连续排污保持锅水含盐浓度和蒸汽品质，对给水品质要求可低于直流锅炉，可降低化学水处理部分的费用。⑥汽水系统阻力小，给水压力不高，可降低给水泵电耗。⑦锅筒为厚壁件，造价高，且存在上下及内外壁温差问题，延长了起、停时间。

从自然循环的基本原理得知，由汽、水密度差所产生的循环推动力完全用于克服循环回路中工质流动的各项阻力损失。因此，为了维持良好的水循环，要求选择适当的回路高度（通常不小于12m）、上升与下降管直径及截面比，采用较大的锅筒内径（ϕ1600～ϕ1800）和低阻、高效的汽水分离装置，并简化循环回路，使下降管不带汽，维持适当的循环倍率或循环水流量使上升管内有较高的含汽率。为防止热偏差还应注意使炉膛热流分布均匀和水冷壁管内的流量分配均匀。

自然循环是超高压及亚临界压力锅炉的主要循环方式。但锅炉容量的发展受到炉膛尺寸和锅筒制造、运输条件的限制。使用中的最大容量自然循环锅炉为配885MW火电机组的锅炉。1990年8月，中国首台W形火焰自然循环锅炉在上安电厂350MW亚临界机组上应用。

ziran xunhuan guolu qidong

自然循环锅炉起动 （natural circulation boiler start-up） 自然循环锅炉从点火到带额定负荷（单元制机组）或并入母管（母管制机组）的全过程。起动是发电设备运行的重要操作，在保证设备安全的前提下尽量缩短起动过程延续的时间。自然循环锅炉的锅筒（汽包）是蒸发受热面与过热受热面之间的固定分界点，锅筒金属壁较厚，筒内蓄水、蓄热能力大，内、外和上、下壁的温度差是制约其起动速度的主要因素。为保证锅炉各部件逐渐和均匀地得到加热，不致产生过大的热应力，一般冷态起动需6～8h才能完成。设有高、低压旁路的机组，起动时间可缩短，同时也可减少起动中的工质损失和热量损失。

起动方式 按起动前锅炉的冷热状态分，有冷态起动和热态起动两种；按汽轮机冲转时的蒸汽参数状态分，有额定参数起动和滑参数起动两种。

冷态起动和热态起动 前者是指锅炉锅筒压力为零的锅炉起动；后者则是指锅炉尚有一定压力、温度的起动。

额定参数起动 锅炉首先起动，蒸汽参数升至额定值，再冲动汽轮机，汽轮机从冲转至带额定负荷，主汽阀前的蒸汽参数始终保持为额定值的起动方式。这种起动方式存在诸多缺点，仅在母管制的小型机组上使用，单元制大型机组已不再采用这种方式。

滑参数起动 在锅炉点火，蒸汽升压、升温的过程中，利用低温、低压蒸汽来进行暖管，当达到一定参数后汽轮机进行冲转及并网，并随着汽温、汽压的升高逐步提高汽轮机的负荷。在整个起动过程中，主汽阀前的蒸汽参数随机组负荷的升高而滑升。大容量机组几乎都采用压力法滑参数起动。

起动过程 包括起动前准备、锅炉上水、点火、升温升压等步骤。

起动前的检查和准备 应按现场运行规程的规定对以下各项进行检查，并使之符合起动前的要求状态：①炉内检查。包括全部燃烧器位置正确，喷口无结焦，烟风道内无明显结焦积灰和杂物，各受热面管道无明显磨损和腐蚀，电除尘器及吹灰器良好备用等。②炉外检查。包括燃烧系统的送风机、引风机出口挡板，一、二、三次风挡板，二次风总风门，其他各处挡板及传动装置、开度指示，炉膛、烟道各孔门等。③汽、水系统检查。包括主蒸汽及给水管道中的汽、水阀门，空气门，排污门，事故放水门，再循环门，锅筒联箱的膨胀指示器，锅筒水位计，汽水系统中的远方控制机构等。④各种电气设备的检查和电动阀门的遥控试验。⑤热工仪表、信号装置、指示灯、操作开关、自动调节设备、各种连锁及保护装置。⑥各转动机械的检查与试转。⑦经大、小修或受热面泄漏检修后，应按规定进行水压试验。⑧燃料储存量应充分，制粉系统应处于准备起动状态等。

锅炉上水 锅炉上水应为除过氧的质量合格的给水。冷态起动时，上水的温度应不大于100℃，热态起动的上水温度与锅筒金属温度的差值，应不大于40℃。上水应至锅筒水位计的最低可见水位。上水速度不宜过快，上水持续时间，一般冬季不少于4h，夏季不少于2h，上水初期尤其应缓慢。上水的方法视设备的具体情况确定，可从水冷壁下联箱、省煤器放水门等上水，也可用给水泵上水或除氧器静压上水。上水结束后如水位有上升或下降的现象，则应检查给水阀、排放阀等的开关状态及锅炉各处的严密性，不正常的情况应及时处理。

点火 锅炉点火前，应起动空气预热器，投入暖风器、燃油系统油温要加热到规定温度、投入除尘器的灰斗加热器及振打装置等，并开启引、送风机，在通风体积流量大于额定值的25%～30%的情况下，对炉膛和一次风管吹扫5～10min。对油枪也应利用雾化介质予以吹扫。投入点火油枪，着火正常后，视炉膛各部位温度和燃烧情况以及汽轮机的要求，按运行规程规定顺序，投入煤粉燃烧器。如燃烧器或炉膛灭火，应立即停止供油或送粉，进行通风吹扫后再点火。

升温升压 由于水和蒸汽在饱和状态下温度和压力存在一定的对应关系，所以锅筒和水冷壁的升压过程就是升温过程，通常以控制升压速度来控制升温速度。对高压以上锅炉，冷态起动时，升压过程中锅筒平均温升速度不大于1～1.5℃/min，过热蒸汽、再热蒸汽平均温升速度不大于1.5～2.0℃/min。在升压过程中，运行人员应注意检查并进行下列操作：①当水冷壁中工质因受热膨胀，使锅筒内水位超过正常水位时，可进行下部放水，并促进尽早建立正常的水循环。②当锅筒内压力达到0.1～0.2MPa时，应冲洗一次水位计，冲洗后应仔细校对水位，确保指示正确，同时应关闭所有的空气门。③当锅筒压力升至0.3～0.4MPa时，应逐个对水冷壁下联箱进行放水使其沉淀物排出，放水时应密切注意锅筒中水位的变化，维持正常水位。检查各联箱的膨胀情况，对膨胀量小的联箱，应加强放水。④当压力至0.4～

0.5MPa时，应稳定一段时间，以便热紧各受压部件螺栓。同时，可开启主汽阀旁路阀进行主蒸汽管的暖管工作，暖管前应打开主蒸汽管疏水阀进行疏水。温升速度一般不得超过3～5℃/min。⑤当汽压升至接近额定压力前（约80%～90%额定压力），应再次冲洗水位计并校对二次水位计是否正确可靠。⑥对检修过的安全阀在达到额定压力后应进行校验工作。

注意问题 主要应注意锅筒热状态监视、燃烧控制以及过热器、再热器和省煤器保护等问题。

锅筒热状态监视 在升压过程中，除检查各联箱的热膨胀情况外，必须注意监视锅筒的膨胀情况及上、下壁温差。在起动过程中，锅筒金属从工质吸收热量，温度逐渐升高，但内、外壁会有温差，使内壁承受压应力，外壁承受拉应力。同时锅筒下部是水，下部金属温度升高慢，上部与饱和蒸汽接触，金属温度升高快，产生的温差使锅筒趋向于拱背状变形，迫使锅筒上部受到轴向压应力，下部受到轴向拉应力，温差越大则热应力越大。为保证锅筒的安全，应通过水冷壁下联箱放水和提高给水温度等，增加锅筒内水的流动和控制升温速度，使锅筒上下壁金属的温度差不超过40℃，锅筒内工质的平均温升速度不超过1～1.5℃/min。

燃烧控制 冷态起动时，炉内温度低，易引起灭火，或大量未燃的燃料积存于后部的受热面上。为此，起动初期，必须用起动点火器（油、气枪）并保证着火正常，待炉内温度达到一定水平时，再按规定对称地投煤粉燃烧器，并注意燃烧工况的检查与调整工作。在起动初期，锅炉尚未起压，没有蒸汽流过过热器。为保护过热器，必须限制过热器入口烟温。控制烟温的方法主要是限制锅炉燃料量和调整炉膛火焰中心位置。当汽轮机尚未冲转，且又未投运低压旁路时，则没有蒸汽流过再热器，为保护再热器，应控制炉膛出口烟温不超过540℃。点火初期，锅筒不需要上水，为保护省煤器，一般在锅筒与省煤器下联箱之间设计有省煤器再循环管。此时打开再循环管上的截止阀，可利用锅筒与省煤器之间的自然循环来保护省煤器，但锅筒上水前需将该截止阀关严。也有少数锅炉不设省煤器再循环管，点火初期采用小流量连续上水方式保护省煤器。

Zouxian Fadianchang

邹县发电厂 (Zouxian Power Plant) 位于山东省邹城市西南10km的唐村镇。电厂一期工程（2×300MW）、二期工程（2×300MW）1～4号机组均为亚临界机组（后经通流改造，4台机组实际出力为335MW），于1985～1989年陆续建成投产；三期工程5、6号机组为2×600MW亚临界机组，分别于1997年1月17日和11月5日投产；四期工程7、8号机组为2×1000MW超超临界燃煤发电机组，同步建设烟气脱硫、烟气脱硝装置，于2004年6月28日开工，7号机组于2006年12月4日投产，8号机组于2007年7月5日投产。发电厂外貌见图。



邹县发电厂外貌

工程特点 四期工程锅炉为超超临界变压运行单炉膛、一次中间再热、前后墙对冲燃烧、平衡通风、露天布置、固态排渣、全钢悬吊结构Ⅱ型直流锅炉，最大连续蒸发量BMCR工况下主蒸汽流量为3033t/h，主蒸汽压力/主蒸汽温度/再热蒸汽温度为26.25MPa（a）/605℃/603℃，额定工况保证效率（LHV）93.8%，由东方锅炉股份有限公司制造；汽轮机为超超临界、一次中间再热、凝汽式、单轴、四缸四排汽双背压汽轮机，二次循环，额定功率为1000MW，额定主蒸汽压力/主蒸汽温度/再热蒸汽温度为25MPa（a）/600℃/600℃，额定背压为4.4/5.4kPa（a），保证热耗7354kJ/(kW·h)，由东方汽轮机有限公司制造；发电机为水氢氢冷却、无刷励磁汽轮发电机，铭牌功率为1000MW，额定容量1120MV·A，功率因数为0.9，由东方电机有限公司制造。

总平面采用配电装置-主厂房-储煤场三列式布置格局，辅助、附属设施布置在主厂房固定端侧。厂区总占地面积为46.3hm²。

主厂房采用汽机房-除氧间-煤仓间-锅炉房四列式布置格局，“两机一控”集控楼布置在两炉之间，2炉合用1座240m烟囱；主厂房为钢筋混凝土结构，运转层标高17m。

给水系统配置2×50%容量汽动给水泵、50%双列卧式管板式高压加热器；凝结水系统配置2×100%容量立式凝结水泵；汽轮机旁路系统采用25%一级起动大旁路系统。

烟风系统采用2×50%容量静叶可调轴流式引风机、2×50%容量动叶可调轴流式一次风机和送风机；制粉系统采用双进双出钢球磨煤机直吹式制粉系统，每炉配置6台双进双出钢球磨煤机。

电气主接线采用发电机-变压器组单元接线，500kV配电装置采用3/2断路器接线方式；主变压器采用单相变压器；中压厂用电采用10kV一级电压系统。

机组采用炉、机、电集中控制方式，每台机组设1套分散控制系统（DCS）。

运行情况 四期工程主要设计指标、性能试验指标及2010年运行技术指标见表。

设计及性能试验/2010年运行技术指标

项　目	设计值	7号机组	8号机组
发电标准煤耗率[g/(kW·h)]	270.19	267.55/276.21	266.95/274.16
供电标准煤耗率[g/(kW·h)]	284.4	280.26/291.11	281.75/289.59
厂用电率(含脱硫,%)	4.99	4.97/5.12	4.75/5.33
利用小时（h）	5500	—/6390	—/6778

四期工程作为中国国家“十一五”重点建设项目和国家“863”科技攻关依托项目，研究成果获2008年度中国电力科学技术奖一等奖，四期工程获2008年度全国优秀工程勘察设计奖金奖。

zuhe dianqi

组合电器

(composite apparatus) 将两种或两种以上的高压电器按电气主接线要求组成一个有机的整体，而各电器仍保持原规定功能的装置。组合电器可设在户外，也可置于户内。组合电器中的各电气设备相互配合，有机地结合成一整体，执行一系列电气功能。各种电气设备可以按照不同的技术要求拼接，能够方便地组装和拆卸。

结构型式 按照型式不同可分为敞开式组合电器和气体绝缘金属封闭开关装置（GIS）。前者是将几种常规的外绝缘暴露在空气中的高压电气设备按照电气主接线的要求组成一个整体，各电器元件仍保持原有产品的技术性能和结构特点。它压缩了常规高压电气设备的纵向尺寸，相间距离与常规电气设备布置相同。后者将母线及各组成电器元件的高压带电部位密封于充有绝缘介质的接地金属外壳内，采用积木式结构，将各设备组合成一个整体。绝缘介质大多为SF_6气体，也有选用矿物油或压缩空气作为绝缘介质的，其绝缘特性可不受外界环境污秽和湿度等因素的影响。它不仅压缩了常规高压电器的纵向尺寸，而且减小了相间距离。

优点 与常规电气设备相比，组合电器的优点是：能缩小变电站的占地面积，减少现场安装工作，缩短了建设工期，事故率也相应减小。但是，组合电器一旦发生事故，恢复送电的时间要长一些。在价格上，敞开式组合电器比常规高压电气设备略贵，而气体绝缘金属封闭开关设备的价格一般为常规电气设备的1.5～2.0倍。在土地价格昂贵的大城市、场地面积受到限制的水电站以及严重污秽地区，通常要根据技术经济比较优先考虑使用相应的组合电器。

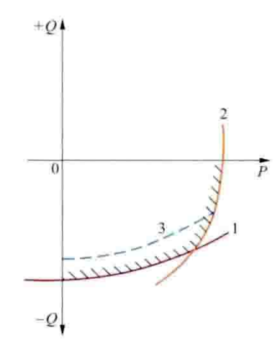
发展趋势 组合电器是从20世纪50年代开始发展起来的。60年代后期，气体绝缘金属封闭开关设备因具有体积小、可靠性高、免维护等优点而得到迅速发展。近年来，已经有了统一的标准和技术条件，也有成套的试验设备和安装维护的专用工具、设备和仪器。初期，组合电器是由高电压向超高压方向发展，而后，中、低压等级的组合电器也得到迅速发展。到80年代，敞开式组合电器和气体绝缘金属封闭开关设备都得到迅速发展。一方面，负荷开关-熔断器等组合电器广泛应用；另一方面，12～40.5kV电压等级的气体绝缘金属封闭开关设备相继出现，如矩形外壳的C-GIS，它通常充入低压力（小于0.12MPa）SF_6气体，因此它的外壳不属于压力容器，使得可靠性和工艺性大大提高，并开始与常规电气设备竞争。在中、高压电网中，气体绝缘金属封闭开关设备在城市配电网及大型水电站内越来越广泛地得到应用。电压等级达800kV和1100kV的组合电器已能制出，在模块化、小型化和智能化等方面也得到提高和完善。

zuidi lici xianzhi

最低励磁限制

(minimum excitation limiter) 限制励磁系统最低励磁电流，防止同步发电机因励磁过低而失去稳定或发电机端部过热，也称欠励限制。

当励磁不足时，同步发电机将从系统吸收感性无功功率而进入进相运行。发电机感应电动势与系统等值电动势之间功角δ将增大，当δ大于90°时，则发电机将不能保持静态稳定运行；同时发电机端部漏磁通也将随着励磁电流的减小而增加，引起定子端部元件的涡流损耗，发热严重；因此进相运行时发电机出力要受到定子端部发热的限制。



最低励磁限制范围

最低励磁电流的限制值是随着所带有功功率的多少而变化的。图中所示曲线1代表发电机与系统联系时，保持静稳定极限所容许的PQ关系；曲线2表示定子端部温升限额曲线。曲线3也称最低励磁限制功率图。最低励磁限制按曲线3整定。

大 事 年 表

1701 年

• 英国科学家 I. 牛顿（Isaac Newton，1643—1727）提出了被后人称为牛顿冷却定律的数学表达式。

1714 年

• 德国物理学家 D. 华伦海特（Daniel Fahrenheit，1686—1736）确立华氏温标，形成“热质说”理论体系。

1744 年

• 俄国科学家 M. B. 罗蒙诺索夫（1711—1765）提出不同于“热质说”的“热动说”，认为热为一种运动的表现形式。

1766 年

• 俄国人 И. И. 波尔祖诺夫发明了第 1 台蒸汽机，次年在巴尔瑙尔市制造成功。

1784 年

• 英国科学家 J. 瓦特（James Watt，1736—1819）制造出世界上第 1 台有实用价值的蒸汽机，在工业上得到广泛应用。

1799 年

• 英国人 H. 戴维用两块冰互相摩擦而使冰完全融化，从而认为热质是不存在的。

1804 年

• 法国物理学家 J. B. 毕奥（Jean Baptiste Biot，1774—1862）得出平壁导热实验结果，是导热定律的最早表述。

1816 年

• 英国人 R. 斯特林（Robert Stirling，1790—1878）发明斯特林发动机。斯特林循环由等温吸热、等容放热、等温放热和等容吸热四个可逆过程组成。

1822 年

• 法国人 J. B. J. 傅里叶（Jean Baptiste Joseph Fourier，1768—1830）发表了《热的解析理论》，完成了创建导热理论的任务。

1823 年

• 法国人 M. 纳维提出流动方程可适用于不可压缩性流体。

1824 年

• 法国科学家 S. 卡诺（Sadi Carnot，1796—1832）发表卡诺定理，提出热机效率有限，指明了工作在给定温度范围的热机所能达到的最高热效率，成为热力学第二定律的基础。

1840 年

• 俄国化学家 G. H. 盖斯（Germain Henri Hess，1802—1850）提出盖斯定律，即假如一个给定的化学反应可以经过几组不同的中间反应过程达到，则每组中间反应的热效应之和应当相等。

• 英国科学家 J. P. 焦耳（James Prescott Joule，1818—1889）提出热功当量概念，随后用各种方法求得热功当量。

1842 年

• 德国科学家 J. R. 迈尔（Julius Robert von Mayer，1814—1878）提出热与功相当和能量守恒理论，认定热是能的一种形式，可与机械能相互转化。

1844 年

• 英国埃尔金顿（Elkington）公司制成世界上首台蒸汽机驱动的直流发电机。

1845 年

• 英国人 G. G. 斯托克斯将流动方程改进为纳维-斯托克斯方程。建立了流体流动的基本方程。

1848 年

• 英国物理学家 L. 开尔文（Lord Kelvin，1824—1907）根据卡诺定理，制定了热力学温标。

1850 年

• 科学界公开否定“热质说”，公认能量守恒和热力学第一定律。

• 德国人 R. 克劳修斯（Rudolf Clausius，1822—1888）为证明卡诺定理，提出热力学第二定律的克劳修斯表述，即不可能把热量从低温物体传到高温物体而不产生其他影响。

1851 年

• 英国物理学家开尔文对卡诺定理进行分析，提出热力学第二定律的开尔文表述，即热机不可能从单一热源吸取热量，使之完全变成有用功，而不引起其他变化。

1854 年

• 英国人 W. J. M. 朗肯（William John Macquorn Rankine，1820—1872）提出朗肯循环，阐述了相应的蒸汽动力装置系统。

• 德国人 R. 克劳修斯根据卡诺定理，提出并发展了熵的概念。

1859 年

• 德国物理学家 G. R. 基尔霍夫（Gustav Robert Kirchhoff，1824—1887）提出了描述实际物体的辐射发射率与吸收率相关性的基尔霍夫定律。

1866 年

• 德国人 E. W. 西门子（Ernst Werner von Siemens，1816—1892）提出了发电机的工作原理，并由西门子公司制成了世界上第 1 台交流发电机。

1872 年

• 美国人 G. B. 布雷顿（George B. Brayton，1830—1892）提出布雷顿循环，即燃

气轮机的理想热力循环，由绝热压缩、等压加热、绝热膨胀和等压放热四个可逆过程组成。

1875年
- 法国巴黎北火车站率先使用蒸汽机发电，供附近照明。

1876年
- 德国工程师N. A. 奥托（Nikolaus August Otto，1832—1891）提出奥托循环。该循环由绝热压缩、等容加热、绝热膨胀和等容放热四个可逆过程组成，用于四冲程或二冲程内燃机。

1879年
- 美国旧金山建成出售电力的火力发电厂，蒸汽动力发电开始发展。
- 澳大利亚物理学家J. 斯忒藩（Josef Stefan，1835—1893）用实验证明了黑体辐射正比于其绝对温度的四次方。

1880年
- 英国物理学家O. 雷诺（Osborne Reynolds，1842—1912）提出了对流动有决定性影响的无量纲物理量群，后被称为雷诺数。

1882年
- 中国首座发电厂在上海大马路31号A（现南京东路江西路口）建成，安装了一套蒸汽机驱动的发电机组，功率为16hp（11.9kW）。7月26日下午7时，电厂开始发电，点亮沿外滩至虹口招商局码头的15盏电弧灯。

1884年
- 奥地利物理学家L.E. 玻耳兹曼（Ludwig Eduard Boltzmann，1844—1906）从热力学角度证明了黑体辐射的四次方定律，称为斯忒藩-玻耳兹曼定律。
- 英国工程师C. A. 帕森斯（Charles Algernon Parsons，1854—1931）制成功率为10hp（约7.5kW）的多级轴流反动式汽轮机，蒸汽机逐渐被汽轮机所取代。
- 英国帕森斯（Parsons）公司制造出第1台7.5kW直流汽轮发电机。

1888年
- 法国化学家勒夏特列（Le Chatelier，1850—1936）提出勒夏特列原理，用于定性判断化学平衡移动方向，也称平衡移动原理。
- 英国帕森斯公司制造出首台75kW单相交流汽轮发电机。

1892年
- 德国工程师R. 狄塞尔（Rudolf Diesel，1858—1913）提出狄塞尔循环，循环由绝热压缩、等压加热、绝热膨胀和等容放热四个可逆过程组成。

1897年
- 德国工程师R. 狄塞尔制成可供实际使用的柴油机，内燃机发电成为火力发电的另一种方式。

1898年
- 瑞士BBC公司制造出第一台6级、隐极型转子、100kV·A汽轮发电机。

1900年
- 德国物理学家M. 普朗克（Max Planck，1858—1947）建立了普朗克定律，描述黑体辐射力随波长、温度的变化关系。

1904年
- 德国人L. 普朗特（Ludwig Prandtl，1875—1953）提出了边界层概念，使微分方程得到合理简化。

1906年
- 德国物理学家W. 能斯特（Walter Nernest，1864—1941）提出热力学第三定律，确定了熵的基准。

1938年
- 世界上第一台1500kW直接空冷机组在德国投运。

1939年
- 瑞士BBC公司研制成功世界上第一台发电用燃气轮机，功率为4000 kW，供电效率为18%。

1940年
- 第一台燃油的闭式循环燃气轮机在瑞士投入运行。
- 40年代初，中国制成2MW汽轮发电机，其转子为进口。

1949年
- 世界上第一台燃气-蒸汽联合循环机组投入运行。
- 12月，全国发电设备容量为184.86万kW，其中火力发电设备容量为168.56万kW；年总发电量为43.1亿kW·h，其中火力发电量为36亿kW·h。

1950年
- 新中国成立后创建的第一个电力勘察设计单位——东北电力设计院成立。后相继于1953年成立华北电力设计院、华东电力设计院和西北电力设计院，1954年成立中南电力设计院，1961年成立西南电力设计院。

1952年
- 9月，中国引进的首台25MW汽轮机发电机组在辽宁阜新电厂建成投产。

1954年
- 上海电机厂制造出中国首台6MW空气冷却发电机。

1956年
- 国产2×25MW机组在黑龙江富拉尔基电厂投运，是新中国最早建设的高温高压机组。
- 2月，国产首台6000kW火电机组在淮南田家庵电厂投产。该机组于1993年1月5日22时14分退役，累计运行291 765.46h，发电139 955.92万kW·h。

1957年
- 世界第一台超超临界发电机组在美国费洛（Philo）电厂投入运行。机组容量为125MW，二次再热，蒸汽参数为31MPa/621℃/566℃/566℃。
- 美国在俄亥俄州建成第一条173km长的输煤管道，为东湖（East Lake）电厂

(670MW) 输煤，年运量为 1.1×10^6t。

1958 年

- 南开大学化工厂和上海树脂厂开始生产离子交换树脂，实现了水处理用离子交换树脂的国产化。同年，中国开始使用离子交换树脂软化水处理技术。
- 8 月，国产首台 12MW 机组在重庆电厂投产。
- 10 月，上海电机厂设计制造出世界上首台 12MW 双水内冷汽轮发电机；12 月 31 日，该双水内冷发电机组在上海南市发电厂投产。
- 12月，国产首台 25MW 中压火电机组在上海闸北发电厂投产。

1959 年

- 4 月15 日，国产首台 25MW 高压火电机组在哈尔滨热电厂投产。
- 11月 10 日，国产首台转子氢内冷 5 万 kW 高压凝汽式火电机组在辽宁电厂投产发电。
- 11月，国产首台 100MW 高温高压汽轮发电机组在北京热电厂建成投产。

1960 年

- 美国在艾迪斯通（Eddystone）电厂建成 325MW、36.5MPa/654℃/566℃/566℃二次再热超超临界机组，是当时世界上容量最大、参数最高的机组。后来由于高温材料问题降低参数到 31MPa/610℃/560℃/560℃运行。
- 上海电机厂自行设计制造出 100MW 双水内冷汽轮发电机。
- 1 月5 日，国产首台中压凝汽式 50MW 双水内冷汽轮发电机组在上海闸北发电厂完成安装投运。1970 年更换为 100MW 双水内冷发电机。

1963 年

- 中国在大连第二发电厂开始使用离子交换树脂除盐处理技术。

1965 年

- 1965 年左右，北京第一热电厂从瑞典 STAL－LAVAL 公司引进了一台 GT120 燃气轮机发电机组，其铭牌功率为 50 000kW，燃气初温为 775℃，发电效率为 25.7%。
- 水电部确定高井电厂 3 号机组作为应用计算机的试点工程。

1967 年

- 2 月16 日，国产首台 100MW 高温高压火电机组在北京高井电厂投运，机组参数为 8.83MPa/535℃。

1969 年

- 哈尔滨汽轮机厂设计、制造了功率为 3000hp（约 2207kW）的燃烧重油的机车燃气轮机和 1000kW 自由活塞燃气轮机。
- 11月 14 日，国产首台 125MW 双水内冷超高压中间再热凝汽式发电机组，在上海吴泾热电厂投产发电。

1970 年

- 哈尔滨电机厂自行设计制造出 200MW 双水内冷发电机。

1972 年

- 世界上第一个工业规模的整体煤气化联合循环（IGCC）机组在德国克尔曼（KDV）电厂建成，容量为 170MW，采用鲁奇（Lurgi）固定床气化工艺、西门子（Siemens）公司生产的 V93 型燃气轮机，组成增压锅炉型联合循环。该机组完成预定试验后于 20 世纪 70 年代末停运。
- 单机容量 1300MW 超临界双轴式汽轮发电机组在美国坎伯兰（Cumberland）电厂建成，这是世界最大的双轴汽轮机。
- 哈尔滨电机厂自行设计制造出 200MW 水氢氢冷却汽轮发电机。
- 上海电机厂自行设计制造出 300MW 双水内冷汽轮发电机。
- 庆阳石油工业基地建成 2×3MW 直接空冷机组，是首台投入运行的国产化空冷发电机组。
- 南京汽轮电机厂设计制成 1000kW 发电用燃气轮机。
- 12月，国产首台 200MW 中间再热高压火电机组在辽宁省朝阳电厂投产，该机组蒸汽参数为 12.75MPa/533℃/533℃。

1973 年

- 中国发布了 GBJ 4—1973《工业“三废”排放试行标准》，是中国第一部与火电厂相关的大气污染物排放标准，也是迄今为止执行时间最长的标准，涉及燃煤电厂的污染物包括烟尘和二氧化硫。

1974 年

- 美籍华人程大猷提出程氏双流体循环，即以空气和水蒸气两种流体为工质的燃气-蒸汽联合循环，又称注蒸汽燃气轮机循环（STIG），并获得专利。
- 11月 25 日，国产首台 300MW 亚临界燃油机组在江苏望亭电厂投产，蒸汽参数为 16.2MPa/550℃/550℃。

1975 年

- 9 月，国产首台 300MW 亚临界燃煤汽轮发电机组在河南姚孟电厂投产。
- 10月，台湾大林火电厂建成，总装机容量为 1850MW，是台湾第 1 座装机容量百万千瓦以上的火电厂。

1976 年

- 南京汽轮机厂研制成功 20MW 燃气轮机发电机组及其成套设备。

1977 年

- 12月，国内首座百万千瓦级火电厂在辽宁清河建成。自 1970 年投产第 1 台

100MW 机组后，又先后投产 4 台 100MW 和 3 台 200MW 机组，总装机容量达 1100MW。1984 年 12 月又投产 1 台 200MW 机组，总容量达 1300MW，成为当时中国大陆地区最大的火电厂。

1978 年

• 进口磷酸酯抗燃油（Hydran FR－32）首次应用在元宝山发电厂 300MW 机组调速系统中。

• 东方汽轮机厂设计制成 6000kW 燃气轮机。

1979 年

• 中国电力系统首次引进的反渗透海水淡化装置在天津大港电厂投入运行，反渗透装置的膜元件是美国杜邦公司生产的中空纤维膜。

• 9 月，中国颁布《中华人民共和国环境保护法（试行）》。自 1982 年以后，先后通过了《海洋环境保护法》《水污染防治法》《大气污染防治法》《固体废物污染环境防治法》《放射性污染防治法》《环境噪声污染防治法》《环境影响评价法》等 7 部污染控制法律。

1980 年

• DLGJ—80《火力发电厂设计技术规定》（试行）发布，后于 1984、1994、2000 年多次修改。2011 年编制并发布 GB 50660—2011《大中型火力发电厂设计规范》。

• 中国进口的首台动叶可调轴流风机在望亭发电厂 300MW 机组（13 号机组）上成功应用。

1981 年

• 俄罗斯科斯特罗姆发电厂 9 号机组建成，是世界上最大的单机容量 1200MW 的超临界单轴式汽轮发电机组。

• 国产首台静电除尘器在广西田东电厂 50MW 机组上应用，该静电除尘器为双室三电场。

• 1 月 11 日 8 时 23 分，辽宁清河发电厂 7 号机组（200MW）除氧器发生爆炸，致使设备和厂房严重损坏，并造成 9 人死亡、3 人重伤、3 人轻伤。

• 5 月，中国首座以煤矸石为燃料的电厂——黑龙江省鸡西矿务局滴道发电厂 2 号机组（25MW）投产，采用了国产 130t/h 沸腾炉。

1983 年

• 苏联科学家 A. 卡琳娜提出以水与氨的非共沸混合液为工质的热力循环，称为卡琳娜循环。

• 日本莫利（Mori）提出湿空气透平循环，是以湿空气和燃气两种流体为工质的燃气-蒸汽联合循环。

• 德国曼海姆（Mannheim）发电厂首次应用氨法脱硫技术对一台 475MW 机组的 50%烟气量进行脱硫处理。

1984 年

• 世界上首台完整地进行工业性试验研究的 IGCC 机组在美国加利福尼亚州冷水（Cool Water）电厂建成。净功率为 100MW，净效率为 31.2%（HHV），采用 GE 气化炉，1 台 GE107E 燃气轮机。

• 陡河电厂 7、8 号机组开展国产计算机监视系统的试点工作。

1985 年

• 首台蒸汽回注程氏双流体循环燃气轮机组投入商业运行。美国 GE 船用与工业公司生产的 LM－5000－PD STIG 机组的功率为 53 015kW，温度为 154.4℃，效率为 44.4%，压缩比为 32。

• 东方电机厂自行设计制造出 300MW 水氢氢冷却汽轮发电机。

• 在望亭发电厂 14 号机组扩建工程开展分散控制系统（DCS）工程应用试点。

• 国内首台 300MW 机组凝结水处理除盐系统在姚孟发电厂投产。

• 首次在望亭发电厂 300MW 亚临界直流机组开展锅炉给水加氧处理（中德协作项目）试验研究和应用，随后在华能石洞口二厂的 600MW 超临界锅炉上成功推广使用，后在国内电厂广泛推广使用。

• 12月，元宝山发电厂二期机组投产，容量为 600MW。该机组从法国和德国引进，于 1980 年开工建设，为当时中国单机容量最大的火电机组。

1987 年

• 哈尔滨电机厂通过引进技术，制造出中国首台 600MW 水氢氢冷却汽轮发电机。

• 水利电力部、电子工业部、机械委颁发《关于大型火电厂机组热工自动化中档水平的意见》（〔1988〕水电技字第 24 号文），明确了火电机组热工自动化中档水平的内容，以及 200MW 和 300MW 机组的控制设备配置和投资要求。

• 6 月，从美国引进技术在中国生产的首台 300MW 亚临界汽轮发电机组（16.6MPa/537℃/537℃）在山东石横发电厂投入运行。配套引进的协调控制系统、锅炉炉膛安全监控系统、汽轮机数字电液控制系统、汽轮机跳闸保护系统、汽轮机监视仪表、计算机数据采集系统投入使用。

• 9 月，南非马丁巴发电厂（Matimba）第

一台机组投产。马丁巴发电厂共装设6×665MW机组，是当时世界上总容量最大的直接空冷发电厂。

- 9月，江苏谏壁发电厂全部建成。全厂总装机容量为1625MW（1×25MW+2×50MW+3×100MW+4×300MW），是当时中国最大的火电厂。
- 12月，中国首台引进混合式凝汽器间接空冷系统（海勒系统）200MW空冷机组在大同第二发电厂投运，蒸汽参数为12.75MPa/535℃/535℃。
- 12月，中国电力总装机容量突破1亿kW。

1988年

- 国产磷酸酯抗燃油ZR－881首次应用在300MW机组上。
- 2月12日16时6分，秦岭发电厂5号汽轮发电机组（200MW）在进行超速试验过程中发生轴系断裂事故，轴系的7处对轮、轴体有5处发生断裂，共断为13段，导致汽轮发电机组严重损坏报废。
- 2月，国产45号超高压变压器油在克拉玛依炼油厂研制成功，并将其装入西安变压器厂生产的DSFSP－250000/500型变压器内，在辽阳变电站带负荷投入运行。
- 8月，中国首台200MW供热机组在北京石景山热电厂投产，是当时中国最大的供热机组。另2台200MW供热机组分别于1989年和1991年投产，石景山热电厂成为当时中国最大的热电厂。
- 10月，从美国引进技术在中国生产的首台600MW汽轮发电机组（16.6MPa/537℃/537℃）和配套的控制循环锅炉（2008t/h）在平圩发电厂首次并网发电。

1989年

- 中国研制出首台极性吸附式抗燃油在线再生装置，并应用在300MW发电机组上。
- 由能源部电力建设研究所设计、常州电力机械厂制造的GYT－200型钢索式液压提升装置用于山西神头第二发电厂2×500MW机组锅炉钢顶棚吊装。
- 上海电机厂制造出优化引进技术型300MW水氢氢冷却汽轮发电机。
- 香港青山发电厂4×350MW、4×677MW燃煤机组全部建成投产，成为中国香港最大的燃煤发电厂。
- 7月，中国自主设计制造的首台FZQ1250型动臂变幅塔式起重机在石洞口第二发电厂2×600MW工程投入使用。
- 12月26日，第七届全国人民代表大会常务委员会第十一次会议通过了《中华人民共和国环境保护法》，规定建设项目中防治污染的设施必须与主体工程“同时设计、同时施工、同时投产使用”。

1990年

- 第一套国产数字电液控制系统在汉川发电厂投入使用。
- 9%Cr系列的T91钢管开始应用于300MW亚临界锅炉的高温过热器和高温再热器管。
- 8月，中国首台W形火焰自然循环锅炉在上安电厂350MW亚临界机组上应用。

1991年

- GB 13223—1991《燃煤电厂大气污染物排放标准》发布，是中国首部专门针对燃煤电厂的污染物排放标准。分别于1996、2003年和2011年进行修订。现行的GB 13223—2011《火力发电厂大气污染物排放标准》对烟尘、二氧化硫、氮氧化物的排放浓度限值进行了严格规定，相应排放限值均达到或严于发达国家或地区的标准；并首次提出了重金属元素汞的排放限值。
- 中国第一套国产反渗透装置在河北沧州发电厂投入运行，该装置的反渗透膜元件和附属配套设备全部实现国产化。

1992年

- 3月和5月，重庆珞璜发电厂2台360MW机组配2套石灰石-石膏湿法烟气脱硫装置分别投产，这是中国首次在大容量机组上应用烟气脱硫装置。
- 6月，中国首台引进技术超临界600MW机组在上海石洞口第二发电厂投产，蒸汽参数为24.2MPa/538℃/566℃。其机组自起停功能的设计、配置成为后续火电机组自起停应用的基础。

1993年

- 南非肯达尔（Kendal）发电厂建成投产，共安装6×686MW表面式间接空冷机组，是世界上容量最大的间接空冷发电厂。
- 国内首台自行开发设计的表面式凝汽器间接空冷系统在山西太原第二热电厂投运。
- 3月10日14时7分，北仑发电厂1号机组（600MW亚临界参数）锅炉发生特大炉膛爆炸事故，造成23人死亡、8人重伤、16人轻伤。
- 6月，中国首台自行设计的混合式凝汽器间接空冷系统（海勒系统）在内蒙古

丰镇电厂投运。

1994 年

- 中国自主设计制造的首台 GYT－100 型钢索式液压提升装置用于嘉兴发电厂一期 2×300MW 机组锅筒吊装。
- 国产首台自主设计制造的内置式除氧器在吴泾电厂 125MW 机组上应用。
- 10月，中国燃煤电厂首台石灰半干法烟气脱硫装置在山东黄岛热电厂完成安装投入试运行（烟气量为 $3\times10^5m^3/h$，标准状态下），1997 年 10 月投入商业运行。

1996 年

- 哈尔滨电机厂制造出优化引进技术型 600MW 水氢氢冷却汽轮发电机。
- 1 月，中国首台国产 600MW 机组——哈尔滨第三发电厂 3 号机组投入运行。
- 4 月，中国首座循环流化床锅炉示范电站——四川省内江循环流化床锅炉示范电站工程（100MW）并网发电。该工程于 1994 年 8 月开工建设，循环流化床锅炉引进自芬兰奥斯特罗姆（Ahlstrom）公司，容量为 410t/h，蒸汽参数为 9.8MPa/540℃。
- 8 月，广东沙角 C 电厂 3×660MW 机组建成投产，是当时中国单机容量最大的机组，也是当时中国总装机容量最大的燃煤发电厂。

1997 年

- 电力规划设计总院在《2000 年示范电厂设计研究》中首先提出构建火电厂厂级监控信息系统、控制系统及信息系统网络化的概念和要求。
- 中国火电厂首套废水“零”排放系统在河北西柏坡电厂投运。
- 台湾省台中发电厂 8×550MW 机组全部建成投产，该厂还装有 4×70MW 的燃气轮机发电机组，全厂总装机容量达到 4680MW。
- 12月，为了人类免受气候变暖的威胁，在日本京都由联合国气候变化框架公约参加国三次会议制定了其补充条款《京都议定书》，其目标是“将大气中的温室气体含量稳定在一个适当的水平，进而防止剧烈的气候改变对人类造成伤害”。

1998 年

- 欧盟启动了“700℃先进超超临界燃煤发电技术”发展计划（简称为“AD700”计划），其目标是开发 500MW 级、蒸汽参数达到 37.5MPa/700℃/720℃ 的超超临界机组。
- 外高桥发电厂一期工程 3、4 号机组除灰除渣系统经改造，在机组集中控制室控制。自此，国内逐步开始了辅助车间的集中监控和减人增效工作。
- 丹麦北日德兰（Nordjylland）电厂 411MW 超超临界二次再热机组投运，其热效率达 47%，蒸汽参数为 29MPa/582℃/580℃/580℃。
- 10月，9%Cr 系列的 P91 钢制主蒸汽管道在重庆珞璜发电厂和兰州西固发电厂投运。

1999 年

- 1 月，中国开发成功 P91 钢材中频弯管技术，满足了中频感应弯曲工艺和热处理工艺的要求。
- 3 月，中国第一个海水脱硫项目——深圳西部发电总厂 4 号 300MW 机组投产。
- 6 月，山西太原第一热电厂全厂总装机容量达到 1386MW，成为当时中国最大的热电厂。
- 11月，中国首台选择性催化还原法脱硝（SCR）装置在福建后石电厂 600MW 机组上投入运行。

2000 年

- 中国火电厂首套城市污水深度处理回用系统在北京热电厂投产。
- 第1 套 RO－EDI 水处理系统在济南市南郊热电厂投入运行。
- 来宾 B 电厂投产，国内首次采用了电子设备间和分散控制系统机柜分散布置的方案。
- 内蒙古丰泰发电有限公司 2 台 200MW 机组首次应用袋式除尘器获得成功，袋式除尘器的关键部件从国外引进。
- 9 月28 日，浙江北仑发电厂二期工程最后一台机组投产，装机容量达到 3000MW，成为当时中国大陆最大的火力发电厂。
- 10月 19 日，绥中发电厂一期工程 2×800MW 超临界机组全部建成投产。2 台机组全套设备从俄罗斯等国引进，是当时中国最大的超临界机组。

2001 年

- 美国能源部启动了先进超超临界发电技术研发计划，其目标是开发蒸汽参数为 37.9MPa/732℃/760℃ 的先进超超临界发电技术，并分别于 2001 年和 2005 年启动了“超超临界燃煤电站锅炉材料”和“超超临界燃煤电站汽轮机材料”的研发计划。
- 从2001 年开始，共进行了 3 批 56 台 F 级燃气轮机的打捆招标，促使国外制造企业向中国转让重型燃机制造的相关技术，实现了中国燃气轮机产业的发

展和制造水平的提高，众多燃气-蒸汽联合循环发电项目相继投产发电。
- 7月，鸭河口发电厂干煤棚网壳首次采用地面分片拼装绞节点连接，利用塔柱千斤顶计算机同步液压整体提升施工工艺。

2002年
- 德国尼德豪森发电厂（Niederaussen）建成1000MW级超超临界机组，是欧洲最早投运的1000MW级超超临界机组，也是当时世界上效率最高的褐煤超超临界机组，供电效率达到45.2%。
- 国家环境保护总局等发布了《燃煤二氧化硫排放污染防治技术政策》，明确了二氧化硫污染防治技术路线、应用范围、运行和监督管理。
- 山东莱城电厂3号机组投产，每台机组有84台电动机或电加热器应用了现场总线技术。
- 首次在锅筒锅炉上使用给水加氧处理技术。
- 7月27日，山西阳城电厂6×350MW发电机组全部投入商业运行，是中国首座跨省区、远距离、超高压输电的大型坑口电厂，所发电量全部送往江苏省。

2003年
- 国产首套厂级监控信息系统在宁夏石嘴山电厂投入使用。
- 贵州纳雍电厂（300MW机组）和盘南电厂（600MW机组）招标采用了国产分散控制系统，大型火力发电机组开始大范围应用国产分散控制系统。
- 2月，中国首台135MW超高压再热型循环流化床锅炉机组在河南新乡火电厂投入运行。该台循环流化床锅炉由哈尔滨锅炉厂根据德国EVT公司技术设计制造，蒸汽参数为13.7MPa/540℃/540℃。
- 6月，中国自主设计制造的首台FZQ2000Z型动臂变幅塔式起重机用于内蒙古岱海发电厂一期2×600MW燃煤机组施工。
- 7月，中国拥有完全自主知识产权的QD70、QD128航改燃气轮机发电机组在中原油田相继点火成功并网发电。QD70由太行（涡扇10）发动机改型，输出功率为7060kW，热效率为31%；QD128由昆仑（涡喷14）发动机改型，输出功率为12800kW，热效率为30%。
- 11月，中国首台200MW直接空冷机组在山西大同云冈热电厂投运。

2004年
- 电力行业开展对P92钢制管道的焊接研究和工程实施，并制定了相应的焊接、热处理和质量验收标准。
- 开始开展超（超）临界锅炉奥氏体耐热钢制受热面氧化规律和预防的研究与实践。
- 4月20日，上海外高桥第二发电厂投入运行，是当时中国单机容量最大的900MW超临界燃煤发电机组，机组蒸汽参数为23.96MPa/538℃/566℃。
- 7月，中国大陆地区首次采用圆形煤场的福建漳州后石发电厂6×600MW工程全部建成投产。
- 9月，山西漳山发电厂1号机组投运，是中国首台300MW直接空冷机组，蒸汽参数为16.67MPa/538℃/538℃。
- 11月23日，中国首台国产600MW超临界燃煤机组——沁北发电厂1号机组投产，蒸汽参数为24.2MPa/566℃/566℃。
- 12月，中国首套超滤-反渗透系统在内蒙古托克托发电厂投入商业运行。

2005年
- 宁海发电厂一期工程1号机组投产，是中国新建大型机组中首个采用“4机1控”集中控制室方案的工程。
- 2月，引进德国利勃海尔公司制造的LR1750型履带起重机，用于华能玉环发电厂4×1000MW机组工程施工。
- 4月，山西大同第二发电厂600MW直接空冷机组投运，是中国首台600MW直接空冷机组。
- 8月，由中国自主设计制造的首台ZSC2000A型小车变幅塔式起重机在山西阳城发电厂2×600MW工程投入使用。
- 9月，中国首台采用汽动给水泵的直接空冷机组在托克托发电厂投运（600MW亚临界机组），给水泵汽轮机配备单独的湿冷系统。
- 12月27日，浙江半山天然气发电工程3台390MW燃气-蒸汽联合循环发电机组全部正式投产，是中国“西气东输”下游最大的发电项目，也是中国投产的首台9F重型燃气轮机。

2006年
- 国务院发布《“十一五”期间全国主要污染物排放总量控制计划》，对电力行业二氧化硫排放总量实行管理。
- 上海汽轮发电有限公司制造出引进技术的1000MW水氢氢冷却汽轮发电机。

- 中国燃煤电厂首台选择性非催化还原法脱硝（SNCR）装置在阚山发电厂600MW机组上安装调试完成。
- 中国首台万吨级低温多效海水淡化装置在河北黄骅发电厂投入运行。
- 4月，首台国产在线化学监测仪表在线检验装置在上海石洞口第一发电厂成功应用。
- 4月，中国自行设计制造的首台FZQ2400型动臂变幅塔式起重机用于国电泰州发电厂2×1000MW机组工程施工。
- 4月17日，四川白马循环流化床示范电站投产。循环流化床锅炉由阿尔斯通公司设计制造，参数为1025t/h，17.4MPa/540℃/540℃。
- 7月7日，中国首台自主研发的210MW超高压再热型循环流化床锅炉机组在江西分宜发电厂投入运行。该台流化床锅炉容量为670t/h，蒸汽参数为13.7MPa/540℃/540℃。
- 8月22日，内蒙古托克托发电厂8号机组建成投产，发电厂总装机容量达到4800MW，成为当时中国最大的火力发电厂。
- 9月，锦界发电厂一期1号机组投产，这是国产分散控制系统首次应用在600MW亚临界机组上。
- 11月28日，浙江玉环发电厂国产超超临界1000MW机组（1号机组）投产，蒸汽参数为26.25MPa/600℃/600℃；12月4日，山东邹县发电厂国产超超临界1000MW机组（7号机组）投产，蒸汽参数为25MPa/600℃/600℃。标志着中国电力工业技术装备水平和制造能力进入新的发展阶段。
- 12月，采用烟塔合一技术的北京热电厂投入运行。

2007年

- 国务院发布《关于加快关停小火电机组若干意见》，再次对淘汰小火电机组进行部署。1月29日，全国电力工业“上大压小”节能减排会议确定，其后4年全国关停小火电机组50 000MW以上。
- 济南发电设备厂制造出引进技术的330MW全空气冷却发电机。
- 《超超临界燃煤发电技术的研发和应用》获2007年度国家科技进步一等奖。
- 澳大利亚柯岗湾（Kogan Creek）电厂750MW机组投产，是当时世界上单机容量最大的直接空冷机组。
- 7月，中国首台600MW超超临界机组在营口电厂投入运行，蒸汽参数为25MPa/600℃/600℃。
- 8月，庄河发电厂1号机通过168h试运行，这是国产分散控制系统首次应用在600MW超临界机组上。
- 9月，日本勿来（Nakoso）发电厂内建设的日本自主开发的采用空气气化工艺的250MW级IGCC示范电厂气化炉点火起动，并于2009年底完成示范运行。
- 9月，中国首台600MW亚临界间接空冷机组在阳城电厂投运，汽轮机由哈尔滨汽轮机厂生产，蒸汽参数为16.67MPa/538℃/538℃。采用SCAL型间接空冷系统（表凝式），空气冷却器由北京GEA公司供货。
- 11月，由中国自主设计制造的首台ZSC2800B型（ZSC70360、140t×20.5m）小车变幅塔式起重机在葫芦岛绥中发电厂二期2×1000MW超超临界燃煤机组工程投入使用。
- 11月8日，中国首台国产600MW空冷发电机组——铜川电厂1号机组投产发电；机组主机采用直接空冷技术，同步安装烟气脱硫装置，比常规湿冷机组节水85%以上。
- 11月24日，华能玉环发电厂4号机组顺利投产，总容量达4000MW，成为当时世界上装机容量最大的超超临界百万千瓦级火电厂。

2008年

- 日本政府启动了“先进超超临界发电技术”研发计划，简称“A-USC计划”，其目标是开发600MW级、蒸汽参数为35MPa/700℃/720℃的先进超超临界机组。
- 3月26日和6月7日，外高桥第三发电厂7、8号机组投产（2×1000MW），供电煤耗在280g/（kW·h）以下，处于世界同类电厂领先水平。
- 7月，大型直接空冷机组国产化示范工程——通辽发电厂三期5号机组（1×600MW亚临界）投产，推进了中国大型直接空冷机组国产化进程和规模化发展。
- 7月16日，中国首个“燃煤发电厂捕集二氧化碳试验示范工程项目”在北京热电厂建成投运。该项目于2007年12

月 26 日开工，年回收 3000t 食品级二氧化碳。

- 8 月，中国首座自主设计、施工的 210m 异形钢筋混凝土烟囱外筒在漕泾电厂建成。
- 12 月，国产首台 350MW 超临界机组在瑞金电厂投运，蒸汽参数为 24.2MPa/566℃/566℃。

2009 年

- 金陵发电厂二期工程 1000MW 超超临界机组投产，单台机组主要工艺系统上近 2000 台现场设备应用了现场总线控制技术。这是现场总线控制技术首次在 1000MW 机组上全面运用（包括机组和辅助车间）。
- 1 月7 日，中国首台具有自主知识产权的 330MW 亚临界循环流化床锅炉机组在江西分宜发电厂投入运行。锅炉容量为 1025t/h，蒸汽参数为 18.6MPa/543℃/543℃。
- 3 月，波兰瓦基莎电厂 460MW 超临界循环流化床锅炉投运，是世界首台超临界循环流化床锅炉。
- 6 月14 日，世界首台海水脱硫百万千瓦机组——华能海门电厂 1 号机组并网发电。
- 11月 30 日，天津北疆发电厂 2×1000MW 超超临界机组投产，利用汽轮机抽汽建成中国最大的日产 20 万 t 海水淡化装置，实现了发电-海水淡化-浓海水制盐-土地节约利用-废物资源化综合利用的循环经济模式。
- 12月，世界最大规模的 12 万 t/年燃煤烟气二氧化碳捕集示范工程在华能上海石洞口第二发电厂投产。
- 12月，中国首座自主设计、施工的 240m 双筒自立式钢烟囱在金陵电厂建成。

2010 年

- 世界第 1 台再热蒸汽参数为 620℃的超超临界机组——日本矶子发电厂 2 号机组投运。机组容量为 660MW，蒸汽参数为 25MPa/600℃/620℃。
- 环境保护部发布了《火电厂氮氧化物防治技术政策》，明确了氮氧化物防治技术路线、应用范围、运行和监督管理。
- 2 月，国产 P91 钢制主蒸汽管道在平凉发电厂 5 号机组（600MW 超临界）投入使用。
- 7 月，国家能源局启动“国家 700℃ USC 燃煤发电技术研究”，开始了 700℃先进超超临界机组耐热合金的研究。2011 年 6 月 24 日，中国政府正式启动了“国家 700℃超超临界燃煤发电技术”开发计划。
- 12月 28 日，世界首台 1000MW 超超临界空冷机组在宁夏灵武发电厂二期工程投产，蒸汽参数为 25MPa/600℃/600℃。
- 12月，中国首台汽动引风机在海门电厂 1000MW 机组上应用，给水泵汽轮机采用凝汽式汽轮机，进汽来自 4 段抽汽，排汽至凝汽器。

2011 年

- 1 月12 日，国内首台冷却塔、烟囱、脱硫岛“三塔合一”的脱硫工程——宝鸡第二发电厂 5 号 660MW 机组投产。
- 5 月，江苏谏壁发电厂七期 1 号机组投产，在 1000MW 超超临界机组上首次成功应用国产分散控制系统。
- 5 月，中国首台背压式汽轮机驱动引风机在北仑发电厂 1000MW 机组上应用，给水泵汽轮机进汽来自锅炉一级再热器出口蒸汽，排汽至除氧器。

2012 年

- 2 月29 日，GB 3095—2012《环境空气质量标准》发布，并于 2016 年 1 月 1 日起在全国范围内实施。该标准将环境空气功能区调整为两类，严格了颗粒物（PM10）等部分污染物的浓度限值，增设了细颗粒物（PM2.5）和臭氧的浓度限值。标志着中国环境管理从污染物排放控制向环境质量控制的转变。
- 3 月，上海临港燃气电厂一期工程的 4 台机组全部投产。该工程共应用了 100 台无线仪表，是当时中国应用无线仪表规模最大的火力发电厂。
- 12月 12 日，天津 IGCC 示范电站投产，这是中国首座自主开发、设计、制造并建设的整体煤气化联合循环电站，装机容量为 265MW，采用具有自主知识产权的世界首台两段式干煤粉加压纯氧燃烧气化炉。
- 12月，国产首台 350MW 等级超临界机组间接空冷系统在新疆准东五彩湾电厂投运，空冷系统为表面凝汽式间接空冷系统。
- 年底，中国共建成百万千瓦级机组 51 台，成为世界上拥有百万千瓦级机组最多的国家。

2013 年

- 国产 P92 钢制主蒸汽管道在南通发电厂 2× 1000MW 超超临界机组中投入使用。

- 4 月14 日，中国首台自主研发的 600MW 超临界循环流化床锅炉机组在四川白马循环流化床示范电站投入运行。该台锅炉的过热蒸汽流量为1900t/h，蒸汽参数为 25.5MPa/571℃/569℃。

- 12月，中国首台再热温度为 620℃ 的超超临界机组在田集发电厂投入运行。机组容量为 660MW，蒸汽参数为 28MPa/600℃/620℃。

条目标题汉字笔画索引

说　　明

一、本索引供读者按条目标题的汉字笔画查检条目。

二、条目标题按第一字的笔画由少到多的顺序排列，笔画数相同的字按起笔笔形一（横）、丨（竖）、丿（撇）、丶（点）、乛（折，包括㇆乚く等）的顺序排列。第一字相同的，依次按后面各字的笔画数和起笔笔形顺序排列。

三、以罗马数字、阿拉伯数字、拉丁字母、斯拉夫字母和希腊字母开头的条目标题依次排在汉字开头的条目标题的后面。

四、参见条（虚条）的页码采取虚实条兼注的方式，即参见条页码在括号外，被参见条页码在括号内。

［丿］

［丶］

［乛］

五画

［一］

［丨］

六画

七画

十一画

十三画

[一]

[丨]

[丿]

[丶]

十四画

[一]

[丿]

[丶]

十五画

[一]

[丶]

十六画

[一]

[丨]

[丶]

十七画

［一］

［丨］

十九画

［丨］

二十画

［丨］

条目标题外文索引
(INDEX OF ARTICLES)

A

D

E

F

G

T

内 容 索 引

说 明

一、本索引是全卷条目和条目内容（含插图）的主题分析索引。索引主题按汉语拼音字母的顺序并辅以汉字笔画、起笔笔形顺序排列。同音时，按汉字笔画由少到多的顺序排列，笔画数相同的字按起笔笔形一（横）、丨（竖）、丿（撇）、丶（点）、乛（折，包括亅乚く等）的顺序排列。第一字相同的，按第二字，余类推。以罗马数字、阿拉伯数字、拉丁字母、斯拉夫字母和希腊字母开头的主题，依次排在汉字索引主题的后面。

二、设有条目的主题用黑体字，未设条目的主题用仿宋体字。

三、索引主题之后的阿拉伯数字是主题内容所在的页码，数字之后的小写拉丁字母表示索引内容所在的版面区域。本书正文的版面区域划分如右图。

a	d
b	e
c	f

A

B

E

G

H

Q

R

S

T

W

X

Y

Z

插 图 索 引

火力发电卷（第三版）修订人员名单

（按姓氏笔画排列）

于进云　于新颖　习志勇　马　安　马　红　马欣欣　马欣强　马继军
王小京　王广珠　王月明　王正江　王生鹏　王宁飞　王　圣　王存诚
王延博　王国友　王春昌　王　亮　王振铭　王爱明　王　海　王　娟
王铭忠　王　琦　王　璟　尤一安　牛国平　方爱民　方　静　邓长红
龙国军　叶建兵　叶祺贤　田文华　田　利　田　锦　史宏伟　史　琳
白少林　白亚民　宁　哲　毕建惠　朱云涛　朱　军　朱　林　朱庚富
朱法华　朱宝田　朱洪喜　任永强　任泽霈　危师让　刘广建　刘永洛
刘　庆　刘　红　刘尚明　刘明秋　刘树涛　刘厚健　刘　涛　池泳斌
安永尧　许月阳　许世森　许　颖　许　臻　孙本达　孙　茗　孙献斌
严苏星　杜小军　杜晓光　杜勤尔　李太江　李红星　李志刚　李启盛
李宝金　李　政　李俊明　李益民　李烨峰　李润森　李续军　李德友
杨永红　杨永德　杨百勋　杨寿敏　杨迎哲　杨宝红　杨新民　束廉阶
吾明良　肖俊峰　吴克芬　吴俊波　吴晓敏　何建钧　何　新　余化文
辛长生　汪德良　沈　坚　沈学锋　宋文希　宋江文　宋敬霞　张卫军
张文博　张亚夫　张欢畅　张　玮　张学延　张晋宾　张爱军　张富珍
张　强　张翠霞　张耀庆　陈仁杰　陈国军　陈胜军　陈胜利　陈祖茂
陈湘波　邵海波　苑　奇　范长信　范思毅　林介东　林志华　林　娜
卓郑伟　易玉萍　罗棣菴　和慧勇　周　伟　周荣灿　周虹光　周晓波
周　爽　郑建涛　居文平　孟玉婵　孟　轩　赵士杭　赵文学　赵宗让
赵彦芬　赵　洁　赵　敏　赵智慧　赵　毅　郝天明　胡三季　胡先龙
胡　军　胡劲松　胡　勇　柯于进　柯文石　钟力生　钟晓春　钟耀坤
郜时旺　段周朝　侯庆洲　俞　正　俞　华　姜士宏　姜培学　姜　琪
姚友成　姚　伟　姚建民　敖凌云　袁萍帆　聂　冶　晋中华　贾建民

顾小红　顾　明　顾春伟　钱旭耀　钱荣财　钱　麟　徐正泉　徐志清
徐党旗　徐　越　高　华　郭晓克　唐　飞　唐可岐　唐丽英　唐　宏
唐燕萍　谈克雄　黄从新　黄幼茹　黄　寅　曹关华　曹杰玉　常毅君
符泰然　康豫军　章明耀　彭　兢　董卫国　董绿荷　蒋金忠　韩　兵
程建棠　傅望安　焦树建　曾小超　靳昆玉　解宝安　慈学敏　蔡　晖
蔡　渊　管一明　谭书莉　翟大海　熊加林　熊学云　颜渝坪　薛建明
戴杭明

火力发电卷（第一版）撰稿人员名单

（按姓氏笔画排列）

卫凌高　马士林　马大鹏　马文濂　马同泽　马　英　马国林　马明豫

马家祚　马誉钧　王长海　王世海　王汉生　王良中　王卓斌　王秉衡

王金瑞　王金新　王宝兰　王　俊　王莉君　王家凤　王理珊　王　瑞

王瑞梁　王锦荣　王增顺　王濂泉　尤国铭　毛国光　毛森祥　任广军

任泽霈　任　曙　文良谟　方文沐　方可人　方秋华　尹孔般　白保建

冯东阁　戎　伟　过慕英　毕魁臣　吕云仑　吕震中　朱小令　朱小莎

朱邦华　朱绍仁　朱思义　朱琴英　朱德衍　华丽娟　华洪渊　危师让

邬学敏　刘纫茝　刘志江　刘纯仁　刘尚慈　刘祖梁　衣景隆　关晓文

江继光　汤蕴琳　安敏善　许传凯　许丽珍　许良策　许荣华　许荣熙

孙玉振　孙玉瑚　孙桂兰　杜延令　杜鲜明　李大生　李子连　李仁定

李文令　李文健　李白庚　李永堂　李自力　李名威　李克明　李良成

李荫才　李庭清　李益民　李跃军　李　康　李锡芝　李锦荣　杨干承

杨永德　杨　江　杨寿敏　杨金旺　杨宜科　杨冠城　还博文　肖汝坤

肖作善　吴永生　吴非文　吴前驱　吴宣武　吴振声　吴惠彬　岑龙虎

何佩鏊　何辉纯　应震华　辛卫民　汪祖鑫　沈仰川　沈锡华　宋之平

宋珊卿　张小英　张仁杰　张永发　张芝林　张兆基　张安国　张志永

张宏刚　张林森　张国忠　张保衡　张恩仲　张游祖　张福熙　陆卯生

陆炳才　陆　桐　陆维德　陈吉刚　陈来九　陈体椿　陈宏芳　陈松梅

陈昆璋　陈国榘　陈秉忠　陈绍炎　陈春元　陈春霖　陈祖茂　陈逢瑾

林中达　林幼华　林明志　欧阳应川　卓乐友　罗棣菴　金颂志　金瑾临

金德年　周以国　周良彦　周　明　周贵兴　庞义杰　郑长飞　郑正华

郑志裕　郑芳俊　郑金城　郑泽民　郑定榕　房德明　孟凡林　赵玉琴

赵仲琥　赵　剑　郝汉儒　胡仁杰　胡修谱　胡健民　柳椿生　钟大文

钟史明 侯善敬 侯棟岐 饶纪杭 姜兰宝 姚正华 姚增权 秦金藻
原　耀 顾立钧 顾良诚 顾晓栋 柴文节 钱八杰 钱文钧 钱英毅
钱易倩 钱德祥 倪石泉 徐　卫 徐正中 徐志华 徐国璋 栾祖培
高永明 高体基 唐伯仁 黄天石 黄金普 黄振声 梅孝明 曹尔权
曹立峰 曹仲良 曹远谟 盛仰鹤 盛昌达 崔　力 崔嘉鼎 梁永爱
梁传寿 梁济山 梁焕文 韩向阳 韩逮传 斐世英 程丰渊 程永富
程履中 舒君展 鲁执安 鲁国栋 鲁钟琪 童景山 温念珠 游景玉
谢毓麟 蔡明行 蔡荣善 蔡　崧 裴世英 裴　昆 管菊根 熊培君
缪国钧 缪　嵋 薛德明

火力发电卷（第二版）修订人员名单

（按姓氏笔画排列）

于文虎	于新颖	马文濂	马　英	马明豫	马鸣麒	马欣欣	马承民
马家祚	王月明	王　坚	王良中	王卓斌	王国才	王金全	王承榕
王振铭	王雪梅	王铭忠	王韩威	王锦荣	韦延河	尤国铭	文良谟
尹孔殷	邓世敏	龙晓鸿	叶永青	叶柏生	史建军	邢锡坤	毕玉森
毕魁臣	吕震中	朱小令	朱小莎	朱宝田	朱琴英	朱　琳	华玉森
华丽娟	危师让	庄文贤	刘尚慈	刘国平	刘诚孚	刘家钰	江训敏
江俭军	汤蕴琳	安敏善	许世森	许传凯	许继刚	孙玉振	孙本达
孙　永	孙桂兰	孙献斌	杜庆东	李小江	李名威	李志刚	李　兵
李君宇	李贵成	李益民	李家坤	李　康	李锡芝	杨东方	杨永德
杨孝先	杨国荣	杨银山	束廉阶	吴文禄	吴非文	吴宣武	何红光
何建钧	何辉纯	余为义	应震华	汪胡根	宋之平	宋　斐	张元秀
张立人	张必浪	张华伦	张安国	张建中	张恩仲	张　敏	张　鹏
张福熙	陆卯生	陈开如	陈立新	陈吉刚	陈来九	陈宏芳	陈秉忠
陈　洁	陈梓权	陈寅彪	邵　林	邵鞠吾	林宝庆	林　植	郁宝兴
郁　淇	欧阳应川	卓乐友	罗棣菴	竺召炜	金德年	周以国	周　明
周真桃	郑全诚	郑企仁	郑泽民	郑健超	房德明	孟宪杰	赵士杭
赵庆裕	赵宗让	胡沛文	胡洪华	钟大文	段建中	侯子良	侯炳蕴
侯善敬	饶国鸣	施月芳	施嘉鹏	姜兰宝	姜君林	姚景夷	姚增权
袁　颖	袁　新	贾鸿祥	贾　舒	夏怀祥	原　耀	顾维尧	钱文钧
钱行倩	钱英毅	倪石泉	徐凌云	高立德	高永宁	高体基	唐荣昌
陶虚竹	黄天石	黄春联	黄　湘	曹仲良	曹远谟	曹杰玉	龚立贤

崔　力　崔叔存　崔嘉鼎　章名耀　阎福德　梁传寿　梁保寿　董卫国

蒋敏华　韩溹传　程代京　程忠智　焦树建　童景山　谢毓麟　蔡宁生

管一明　管菊根　潘锡良　霍耀光　戴苏峰

火力发电卷（第三版）
主要编辑出版人员名单

责任编辑　赵鸣志　王　岳

索引编辑　赵鸣志　王　岳

设计负责　王建华　李东梅　李卫东　杨志国

封面设计　王红柳

正文设计　赵姗姗　肖光艺

责任描图　陈丽梅　郑书娟

责任校对　罗凤贤　闫秀英

责任印制　邹树群

